

TESE

1033

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

**Risco e Comercialização de
Energia Elétrica**

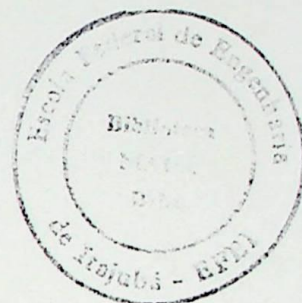
CARLOS R. A. NASCIMENTO Jr.

ITAJUBÁ - Dezembro de 1999

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Risco e Comercialização de
Energia Elétrica**



Dissertação apresentada à Escola Federal de Engenharia de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Carlos R. A. Nascimento Jr.

Itajubá, dezembro de 1999

© 1999 Carlos R. A. Nascimento Jr

Ficha Catalográfica elaborada pela
Biblioteca Mauá - EFEI

621.332(043.2)

N244r

Nascimento Jr., Carlos Raimundo Albuquerque.

Risco e Comercialização de Energia Elétrica / por Carlos Raimundo Albuquerque Nascimento Jr.; orientado por Prof. José Wanderley Marangon e Prof. Renato de Aquino Faria Nunes.--Itajubá, MG : [s.n.], 1999.

123 p.: il.

Dissertação (mestrado). Escola Federal de Engenharia de Itajubá

1. Energia Elétrica-Comercialização. I. Marangon, José Wanderley, orient. II. Nunes, Renato de Aquino Faria, co-orient. III. Escola Federal de Engenharia de Itajubá. IV. Título

Risco e Comercialização de Energia Elétrica

Dissertação apresentada à Escola Federal de Engenharia de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:

Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:

José Wanderley Marangon

Co-orientador:

Renato de Aquino Faria Nunes

Carlos R. A. Nascimento Jr.

Itajubá, dezembro de 1999

AGRADECIMENTOS

Agradeço Deus que me dá a força que tenho para os meus momentos de dor e de

doença para Carlos e Ana Luísa. Agradeço aos meus pais, amigos, familiares e todos que me ajudam
ao longo de toda a minha vida, fazendo com que eu continue a ser quem sou.

Agradeço também ao Sr. Mário que tem sido sempre um apoio e um amigo
durante os momentos de crise e de dor que tenho ao longo da minha existência.

Agradeço também ao Sr. António que tem sido sempre um apoio e um amigo
durante os momentos de crise e de dor que tenho ao longo da minha existência.

Agradeço também ao Prof. Rui Nery e ao Sr. António e ao Sr. António

que ao longo da minha existência se tornaram em amigos e em pessoas que me ajudam

ao longo da minha existência. Agradeço também ao Prof. António Henriques que tem sido um apoio
e um amigo durante os momentos de crise e de dor que tenho ao longo da minha existência.

***Uma pessoa pode permanecer
parada numa correnteza, mas
nunca no mundo dos homens.***

Provérbio Japonês

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus que me deu a força que tanto precisei nos momentos de dúvida.

Aos meus pais Carlos e Ana Luíza Nascimento pelo apoio, incentivo e amor que me deram ao longo de toda a minha vida, fazendo com que eu chegasse até onde cheguei.

Ao meu valoroso irmão Márcio que tanto me ajudou na elaboração deste trabalho elucidando inclusive vários problemas que ocorreram ao longo de sua conclusão.

Á minha querida esposa Danielle que teve tanta paciência e compreensão comigo nesta fase que exigiu uma grande entrega pessoal.

Aos meus orientadores Prof. Renato Nunes e em especial o Prof. José Wanderley Marangon que ao longo desta jornada se mostrou não só um mestre, mas um amigo.

Ao também grande amigo e mestre Prof. Afonso Henriques, que tanto me ajudou no início de minha carreira profissional.

ÍNDICE ANALÍTICO

Capítulo 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Considerações gerais.....	1
1.2 Estrutura da dissertação.....	4
Capítulo 2 - DESENVOLVIMENTO E REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	5
2.1 A indústria de fornecimento de energia elétrica no mundo	5
2.2 A indústria de fornecimento de energia elétrica no Brasil	9
2.3 A deterioração da estrutura vigente.....	14
2.4 A reestruturação do setor elétrico.....	18
2.5 Competição e mercados de eletricidade.....	20
2.6 As reformas	25
2.6.1 Reino Unido	25
2.6.2 Noruega	31
2.6.3 Chile	34
2.6.4 Argentina.....	37
2.6.5 Austrália	39
2.6.6 Califórnia.....	41
2.6.7 Brasil	43
Capítulo 3 - CONSTRUÇÃO DE UM SISTEMA MODELO PARA SIMULAÇÃO DOS PREÇOS SPOT DA ENERGIA ELÉTRICA.....	48
3.1 Introdução.....	48
3.2 Equações do modelo de estudo	51
3.3 Decomposição de Benders.....	55
3.4 Considerações sobre o modelo de otimização brasileiro	59
3.5 Conclusão	60

Capítulo 4 - ESTIMAÇÃO DA DINÂMICA DOS PREÇOS SPOT DA ENERGIA ELÉTRICA E QUANTIFICAÇÃO DO RISCO.....	61
4.1 Introdução.....	61
4.2 Apresentação dos modelos AR, MA e ARMA.....	63
4.3 Geração de séries sintéticas com correlação espacial.....	64
4.4 Simulação da operação e determinação dos preços spot.....	68
4.5 Ferramentas para o reconhecimento do padrão da série.....	70
4.5.1 Função de autocorrelação.....	71
4.5.2 Função de autocorrelação parcial.....	72
4.6 Determinação do modelo gerador de preços spot.....	76
4.7 Quantificação do risco.....	83
Capítulo 5 - GERÊNCIA DO RISCO.....	85
5.1 Introdução.....	85
5.2 O que é gerência do risco?.....	86
5.3 Instrumentos derivativos.....	89
5.3.1 Futuros.....	89
5.3.2 Hedge de mínima variância.....	100
5.3.3 Opções sobre Futuros.....	102
5.4 Considerações Finais.....	117
Capítulo 6 - CONCLUSÃO.....	118
6.1 Aspectos Gerais.....	118
6.2 Temas para futuros desenvolvimentos.....	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - A mudança da condição de monopólio para uma estrutura de alta competitividade.....	24
Figura 2.2 - Variação da receita com a manipulação do bid.....	30
Figura 2.3 - Configuração dos submercados de eletricidade no Brasil.....	46
Figura 3.1 - Procedimento de determinação dos preços spot.....	48
Figura 3.2 - Topologia do modelo de estudo.....	49
Figura 3.3 - Sistema de barra única.....	52
Figura 3.4 - Matriz A.....	54
Figura 3.5 - Algoritmo de Benders para a solução de problemas multi-estágio	58
Figura 4.1 - Duas séries de ruído branco gaussiano.....	65
Figura 4.2 - Duas séries de ruídos correlacionados	67
Figura 4.3 - Série simulada de preços spot.....	69
Figura 4.4 - Funções de autocorrelação de um AR(1) com o primeiro coeficiente positivo e negativo respectivamente	72
Figura 4.5 - Função de autocorrelação parcial de um AR(1).....	74
Figura 4.6 - Correlograma de um processo MA(1).....	74
Figura 4.7 - Correlograma dos 50 valores gerados pelo modelo de simulação.....	75
Figura 4.8 - Histograma dos resíduos do primeiro modelo	77
Figura 4.9 - Q-Q plot dos resíduos do primeiro modelo.....	77
Figura 4.10 - Histograma dos resíduos do segundo modelo.....	79
Figura 4.11 - Q-Q plot dos resíduos do segundo modelo	79
Figura 4.12 - Histograma dos resíduos do terceiro modelo.....	80

Figura 4.13 - Q-Q plot dos resíduos do terceiro modelo.....	81
Figura 4.14 - Ajuste do primeiro modelo.....	82
Figura 4.15 - Ajuste do segundo modelo.....	82
Figura 4.16 - Ajuste do terceiro modelo.....	83
Figura 5.1 - Convergência do preço futuro em direção ao spot.....	92
Figura 5.2 - Variação da base no tempo	98
Figura 5.3 - Árvore fictícia para dois cenários.....	107
Figura 5.4 - Processo de Wiener.....	112
Figura 5.5 - Processo de Wiener generalizado	112
Figura 5.6 - Modelo binomial.....	114
Figura 5.7 - Simulação de uma realização da dinâmica dos preços futuro e spot.....	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Estruturas de mercado.....	23
Tabela 2.2 - Dados operacionais.....	27
Tabela 4.1 - Valores médios de vazão afluente e demanda.....	68
Tabela 4.2 - Variações sazonais das séries geradas	69
Tabela 4.3 - Ajuste dos coeficientes do primeiro modelo.....	76
Tabela 4.4 - Correlograma dos resíduos do primeiro modelo.....	76
Tabela 4.5 - Ajuste dos coeficientes do segundo modelo.....	78
Tabela 4.6 - Correlogramas dos resíduos do segundo modelo.....	78
Tabela 4.7 - Ajuste dos coeficientes do terceiro modelo.....	80
Tabela 4.8 - Correlograma dos resíduos do terceiro modelo.....	80

RESUMO

Com a reestruturação do setor elétrico, que passa a não mais gozar da condição de monopólio nos segmentos de geração e comercialização, os agentes do setor começam a se dar conta que vivem uma nova realidade. Tal reestruturação que se mostra de vital importância para a sobrevivência do setor elétrico, traz em seu cerne um problema até então desconhecido dos profissionais do setor, o risco da oscilação de preços de compra e venda. Como isto vai afetar as receitas destes agentes e sua conseqüente eficiência operacional é preocupação comum.

O presente trabalho aborda a questão da quantificação do risco de perdas e ganhos financeiros e o uso de instrumentos financeiros denominados derivativos para gerir o grau de exposição das posições tomadas pelos players neste novo ambiente. A formação dos preços destes contratos e algumas estratégias de imunização são apresentadas.

ABSTRACT

INTRODUÇÃO

As the power industry loses the monopoly condition in generation and retailing, the new electricity market agents start to realize that a new era has come. This restructuring process seen as obliged to the survival of power industry brings a problem not faced until now by the professionals of this industry, i.e., the market risk of price oscillation. How it will be the impact of risk on the revenue of the enterprises and how it will be the influence the operational efficiency are common questions.

This work deals with the way risk of financial gain and losses are quantified along with the use of financial instruments called derivatives to manage the degree of exposition taken by the players in this new economic environment. The establishment of energy prices and some strategies to offset risks are presented.

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações gerais

O presente trabalho tem por objetivo discorrer sobre o mercado de energia, fornecendo uma base de conhecimentos para uma compreensão da finalidade de sua existência como também dos problemas advindos de sua implantação, de modo a dar subsídios para estudos mais avançados sobre as estratégias de operação no novo ambiente. A questão da componente de risco, que é inerente a qualquer mercado é abordada, e se tentará na medida do possível desenvolver estratégias que visem uma melhor atuação dos agentes neste mercado.

O modelo de mercado, em sua forma final, deve ter como objetivo a melhoria da operação dos sistemas de fornecimento de energia elétrica, trazendo benefícios tanto para as empresas de energia quanto para usuários finais. Este objetivo deve ser analisado sob dois focos igualmente importantes: o primeiro diz respeito ao aspecto técnico da operação destes sistemas, visto da ótica da engenharia, i.e., o transporte físico da energia elétrica, que deverá estar de acordo com níveis aceitáveis de segurança, qualidade e confiabilidade; o segundo diz respeito ao aspecto financeiro, que poderia ser considerado como o oxigenador do processo, levando a energia necessária para que este se mantenha saudável para operar dentro dos níveis que serão considerados adequados, para os fatores já mencionados.

O sucesso do mercado de energia que será instituído deverá possuir estes dois pilares muito bem estruturados uma vez que a deterioração de um deles levaria à deterioração do outro, este fato ocasionaria o fracasso deste mercado de energia, cujos reflexos seriam sentidos em nossa economia. A estrutura de mercado ideal é fator necessário, porém não suficiente para que a indústria de fornecimento de energia prospere. Os agentes deste mercado deverão estar munidos de conhecimentos para que atuem neste de maneira a se beneficiarem.

O entendimento dos mercados já tradicionais se mostra de vital importância, uma vez que estes já percorreram um longo caminho, onde estão acumuladas as experiências de sucesso e fracasso.

Estes mercados podem servir de lição para um melhor entendimento dos problemas que surgem neste tipo de estrutura. Uma vez que se tenha o conhecimento de como estes mercados funcionam, será possível então desenvolver análises específicas para cada agente do setor elétrico.

A energia elétrica vista como um produto deverá possuir uma estrutura para sua comercialização que esteja em consonância com suas peculiaridades técnicas, de modo que tal estrutura permita o cumprimento dos objetivos já citados. Esta, por ser um insumo tão importante para o desenvolvimento econômico, deve ter seu suprimento assegurado ao máximo. Dentro deste enfoque, a análise do risco desempenha um papel fundamental para a saúde operacional da indústria de fornecimento de energia.

Do ponto de vista técnico o risco deverá ser administrado por equipamentos elétricos, que permitam uma maior segurança e desempenho no fornecimento, mas também pelo bom gerenciamento do sistema por parte do operador nacional do sistema (ONS), levando em conta que este será o órgão responsável pelo gerenciamento dos fluxos de potência e da performance do sistema como um todo. Do ponto de vista financeiro o risco também existe, e o não gerenciamento deste poderá levar a uma deterioração do modelo transacional de energia, ocasionando a não oxigenação do sistema, como já mencionado. Este trabalho faz uma análise do problema do risco financeiro, esclarecendo as causas que o originam bem como seus efeitos, mostrando como este pode ser gerenciado através de determinados instrumentos de controle.

A nova realidade que se apresenta para o setor elétrico obriga a busca de soluções nas mais diversas áreas do conhecimento. Os fundamentos em economia, finanças, matemática, estatística, etc., serão de importância reconhecida para o entendimento de novas metodologias que solucionarão os problemas advindos dos desafios que a engenharia do futuro terá de enfrentar. Tais problemas não devem ser vistos como obstáculos, mas como oportunidades de se fornecer novos produtos e serviços, estes extremamente necessários para o desenvolvimento da sociedade nesta era onde as relações comerciais se tornam cada vez mais complexas.

A nova estruturação do setor elétrico deve ser encarada com determinação, uma vez que esta tem como objetivo tornar nossa economia mais competitiva internacionalmente, trazendo ganhos para todos.

A moderação na implementação das medidas estruturais deve ser equilibrada, impedindo não somente atitudes radicais que levariam o sistema a uma operação caótica, mas também o extremo conservadorismo que pode surgir do temor da adoção de medidas novas e por vezes totalmente desconhecidas por parte dos profissionais do setor. Deve ser entendido que tais mudanças não são somente bem vindas, uma vez que geram novas oportunidades no campo da engenharia, mas necessárias para a sobrevivência do sistema.

Este tema foi escolhido devido a sua evidente importância para a retomada dos avanços que outrora o setor elétrico experimentou, espera-se que este estudo seja uma motivação para novas pesquisas nesta área demasiadamente nova de atuação que os engenheiros têm em mãos. Tendo ciência que a base para os conhecimentos abordados neste estudo extrapolam o domínio de conhecimento tradicional dos engenheiros do setor, este trabalho tentará ser o mais explícito possível em suas explanações sem, contudo ter a pretensão de tentar construir todos os conhecimentos subjacentes às análises.

O desenvolvimento deste trabalho visou sempre o estabelecimento de metodologias destinadas à solução dos problemas vividos pelos profissionais de sistemas elétricos de potência nesta fase de mudanças estruturais, porém em face de certas limitações algumas das idéias permanecem ainda muito no campo teórico. Este fato tem como justificativa a inexistência do laboratório que será o mercado de energia, onde será possível a validação destas metodologias.

Cabe mais uma vez ressaltar o quão novo é o problema que a indústria de energia enfrenta, a escassa literatura sobre o assunto fez com que se buscasse neste trabalho o entendimento dos mecanismos de funcionamento dos mercados de commodities já estabelecidos, tentando adaptá-los às necessidades que o setor elétrico demanda.

1.2 Estrutura da dissertação

O capítulo 2 inicia com um histórico que vai desde a criação até o questionamento do tradicional modelo de operação dos sistemas elétricos. Discorre sobre as idéias de regulamentação e as experiências de vários países que passaram e passam pelo processo de reestruturação de seus sistemas. É dada atenção especial para o caso inglês, uma vez que sua reestruturação se deu de forma rápida e radical.

No capítulo 3 é desenvolvido um modelo de operação de modo a simular a dinâmica dos preços spot com base em entradas de origem estocástica. A idéia que é passada é que se torna possível para qualquer um que possua o programa de simulação, quantificar de maneira igual as probabilidades de ocorrência dos diversos valores de preço praticados no mercado de eletricidade e com isto obter dados relevantes para avaliação de seus contratos de comercialização.

No capítulo 4 se faz a explanação da técnica de Box-Jenkins para descrever um modelo que imite o processo gerador dos dados de entrada do modelo desenvolvido no capítulo 3. Tal técnica também é utilizada para se obter dados relevantes para a avaliação de contratos de proteção contra o risco estudados no capítulo 5.

O capítulo 5 faz uma análise do risco, tentando explicar sua origem e o que é a gestão do mesmo, para isto introduz o conceito de derivativos. Tais instrumentos financeiros permitem travar estratégias de ganho e/ou proteção contra oscilações imprevistas que possam comprometer a saúde financeira dos agentes no mercado de eletricidade. O capítulo finaliza com o questionamento de até que ponto o programa criado pelo CEPEL limita os sinais do mercado quando usado para o planejamento de curto prazo.

Finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões e identificados alguns temas para futuros desenvolvimentos.

Capítulo 2

DESENVOLVIMENTO E REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 A indústria de fornecimento de energia elétrica no mundo

A indústria de fornecimento de energia elétrica nasceu no final do século XIX, como um empreendimento privado. Thomas Edson, o inventor da lâmpada elétrica, também projetou, financiou, construiu e operou o primeiro sistema elétrico de geração e distribuição. Naquela época o transporte era feito em baixa tensão, que ocasionava elevadas perdas de energia. Como consequência o custo do transporte crescia rapidamente com a distância, limitando a área geográfica cujo fornecimento de energia era viável economicamente^[1].

Com a introdução da corrente alternada a possibilidade de elevação da tensão permitiu a redução de perdas no transporte. Esta nova tecnologia viabilizava uma ampliação da área geográfica de fornecimento de energia. Uma vez que a área coberta era maior, o aumento do número de consumidores trazia oportunidades na exploração de economias de escala na geração, pois era mais econômica a implantação de uma central geradora com capacidade para atender vários centros de consumo do que o atendimento local dos vários centros.

A evolução tecnológica contínua no transporte de energia tornava cada vez mais atrativo o suprimento de um número maior de consumidores. A não coincidência do uso da eletricidade nos diferentes centros de consumo reduzia os investimentos na geração, uma vez que havia a possibilidade de intercâmbios das áreas superavitárias para as deficitárias^[2]. O fator de capacidade também aumentava, ocasionado pelo menor grau de ociosidade dos equipamentos. Isto tinha como consequência uma melhor eficiência do sistema. As inovações na área de caldeiraria permitiam a elevação da temperatura e pressão do vapor utilizado nas turbinas aumentando sua performance. Todos estes fatores contribuíram para custos de produção cada vez menores ao mesmo tempo em que o consumo crescia constantemente^[2].

O desenvolvimento tecnológico que a indústria de energia sofria foi fator determinante da sua organização com concentração da geração, para tirar proveito da economia de escala, e verticalização da geração e transporte, para evitar comportamentos oportunistas fossem do gerador ou do proprietário da rede de transporte.

Na década de 30, nos Estados Unidos, as companhias de eletricidade começaram a oferecer descontos agressivos por volume de consumo, quanto mais se consumisse menor era o preço do quilowatt-hora. A agência do vale do Tennessee (Tennessee Valley Authority – TVA), cuja missão era eletrificar o vale do rio Tennessee e levar energia elétrica a mais casas, negócios e fábricas, foi pioneira na adoção de uma estrutura tarifária radicalmente promocional: os primeiros 50 kWh mensais custavam três centavos de dólar; os 150 kWh seguintes, dois centavos; os próximos 200 kWh, um centavo; e daí para frente 0,4 centavos por quilowatt-hora.

A média da conta de luz de uma casa completamente eletrificada era de 0,7 centavos por quilowatt-hora, numa época em que a média nacional era de 5,5 centavos. O jogo valeu a pena, mais ou menos como Henry Ford demonstrara na mesma época para a indústria automobilística: preços mais baixos aumentariam as vendas de seus carros. Em três anos, o preço da eletricidade na região de concessão da TVA já era menor do que a média nacional, enquanto a taxa de uso era 60% mais elevada. Havia uma estreita relação entre a capacidade da TVA de construir capacidade gerativa nova e eficiente e seu sucesso em assegurar que a energia seria vendida. O marketing engenhoso da TVA logo deu origem a um fator de carga de 70%, um número muito alto para empresas fornecedoras de eletricidade.

Este exemplo foi logo seguido por outras companhias de eletricidade privadas. A dinâmica básica consistia de aumentos constantes de produtividade baseado em três fatores: economias de escala decorrentes do aumento do consumo; avanços tecnológicos contínuos amortizados pelos lucros provenientes de vendas cada vez mais amplas; e a queda dos preços dos insumos necessários para a produção de energia.

As diversidades que caracterizavam as várias empresas, aliadas à falta de padrões tecnológicos, determinou uma forte disparidade no desempenho econômico das companhias elétricas. Companhias que se localizavam em mercados dinâmicos foram capazes de reduzir seus custos e melhorar a qualidade de seus serviços, impulsionando o crescimento econômico destas regiões. Por outro lado, as companhias que iniciaram suas atividades em municípios onde a expansão do consumo era limitada, tiveram dificuldades em reduzir seus custos e melhorar a qualidade de seus serviços.

A disparidade que existia entre as diversas companhias elétricas gerava insatisfação entre os consumidores localizados nas regiões que apresentavam piores níveis de qualidade e tarifas mais elevadas. Tal insatisfação levou ao surgimento das comissões de serviços públicos, que tinham como objetivo fiscalizar a atuação das várias companhias existentes, e à crescente interferência governamental na evolução da indústria de fornecimento de energia elétrica.

A regulação imposta pelas comissões de serviços públicos fazia com que fornecedoras privadas se combinassem em grandes companhias interestaduais, concebidas para escapar à regulação. Esta tendência era mais pronunciada uma vez que era vantajoso o fornecimento a mercados cada vez maiores, sendo as fusões interessantes pois reduziam custos advindos de problemas técnicos e contratuais entre as diferentes empresas de eletricidade. Isto tinha como consequência um interligamento cada vez maior do sistema que até então era composto por vários sistemas isolados.

Dois problemas se mostravam pertinentes então. Havia todo um protocolo de interesses e procedimentos que deveriam ser acordados. Estes problemas eram advindos do próprio mecanismo de fusão, porém a própria fusão era mal vista do ponto de vista político uma vez que levava à formação de grandes monopólios. Tais monopólios teriam o poder de controlar as condições de abastecimento desse insumo tão essencial que era a energia elétrica. Para a viabilização das holdings deveria se superar a legislação antitruste.

Visando disciplinar este processo, o congresso americano, promulgou legislação específica – Public Utility Holding Company Act (PUHCA) – que não apenas estabeleceu os limites para o

processo de fusão das empresas de energia elétrica como também estabeleceu normas que passariam a governar os grandes monopólios privados que inevitavelmente emergiriam deste processo.

A legislação garantia o poder de monopólio das concessionárias de energia elétrica, porém limitava a área geográfica de atuação de cada empresa. Foram instituídos mecanismos regulatórios que evitavam o uso do poder do monopólio em detrimento dos consumidores. Para aplicar a legislação, foram delegados poderes às denominadas comissões públicas estaduais que passaram a monitorar boa parte das decisões das companhias elétricas.

Uma série de inquéritos parlamentares nos anos 20 e 30 revelou abusos disseminados, como superfaturamento de despesas, manipulação contábil de modo a minimizar impostos ou ampliar a base de tarifação e superavaliação de ativos, o que tinha como consequência o aumento de tarifas. Na década de 30, o presidente Roosevelt, que havia mantido atitude crítica em relação ao controle privado de serviços públicos quando governador de Nova York, promoveu agressivamente uma política que tinha como objetivo patrocinar a regulação de companhias de eletricidade públicas. Estas empresas foram estimuladas a competir com as adversárias privadas, porém as primeiras possuíam um conjunto razoável de preços base, a energia elétrica fornecida por tais empresas eram da ordem de 15% a 20% mais baixo que a das correspondentes privadas.

Como parte da política de Roosevelt, houve também o encorajamento dos municípios para que usassem a ameaça da energia pública como forma de disciplinamento das companhias privadas. Para as comunidades foram oferecidos empréstimos federais a juros baixos para o financiamento de sistemas municipais de energia. Roosevelt costumava comparar esta ameaça a “uma vara de marmelo guardada na cômoda para ser tirada de lá apenas quando a criança ultrapassa o ponto em que uma simples bronca já não adianta” [22].

O cenário que existia na época introduzia fortes limitações na atuação dos agentes deste mercado, fazendo com que empresas operadas por capital privado estivessem sob forte controle estatal, isto era o que se poderia chamar de concorrência regulada. O quadro institucional que se apresentava reduzia fortemente as incertezas, por dois motivos: o sistema gozava de

oportunidades de exploração que eram maximizadas pela operação coordenada dos sistemas interconectados e a regulamentação das tarifas, baseadas no custo do serviço, permitia às empresas o ressarcimento de seus custos em investimentos realizados. Paradoxalmente, o ambiente regulado encorajava o risco. Empresas de eletricidade podiam assumir riscos pesados, antecipando a formação de seus preços, uma vez que seus lucros estavam assegurados. O regime regulatório, entretanto usava a concorrência indireta para reduzir os preços da eletricidade sem ameaçar a viabilidade econômica das companhias distribuidoras. Tal regime conseguia este resultado permitindo à maioria dos provedores que permanecessem monopólios, maximizando assim as economias de escala, mas mantida a ameaça de concorrência proporcionada pela alternativa de energia pública.

2.2 A indústria de fornecimento de energia elétrica no Brasil

Os primórdios da energia elétrica no Brasil se caracterizaram por uma fase de pioneirismo, esta responsável por sua quase simultaneidade com a instalação dos mesmos serviços dos Estados Unidos e dos países mais adiantados da Europa, graças ao interesse que o imperador Pedro II dispensava às invenções e descobertas científicas. No ano de 1879 ele inaugura a iluminação elétrica da antiga Estação da Corte e da Estrada de Ferro Central do Brasil. A primeira central hidrelétrica instalada no Brasil para serviços de utilidade pública é a de Marmelos-Zero, no rio Paraíba, com o objetivo de fornecimento de energia para a cidade de Juiz de Fora, cujo desenvolvimento por intermédio deste empreendimento lhe permite ser chamada na época de “Manchester Brasileira”, pelas fábricas de tecido que nela se instalam. Sete anos mais tarde outra hidrelétrica seria construída, a Marmelos-1⁽¹⁾.

Nas décadas de 80 e 90 do mesmo século, vão sendo instalados serviços públicos de energia elétrica em várias cidades que trazem a alternativa da iluminação elétrica em substituição à iluminação a gás. Devido a este tipo de serviço as companhias vão sendo denominadas de companhias de luz, mais tarde com o aparecimento de motores conectados a estes sistemas as companhias recebem então o nome de companhias de força e luz. Estes empreendimentos são de natureza privada, constituída tanto por nacionais quanto estrangeiros. A partir de 1900, o

fluxo de recursos para o setor elétrico é mais rápido. Predominando o equipamento hidrelétrico, multiplicam-se as companhias elétricas nas pequenas localidades.

Uma certa concentração e delimitação de zonas de influência começam a aparecer. Em geral a autoridade que permite o estabelecimento dos serviços de energia é municipal e embora de forma muito incipiente, já começam a ser definidos os conceitos desta regulamentação. Nos dois centros do país em que o setor industrial se firma, São Paulo e Rio de Janeiro, os serviços de energia elétrica sofrem enorme expansão atraindo várias empresas que vêm integrar o sistema, contribuindo para a formação de considerável complexo de geração e distribuição. Nestes sistemas as idéias de operação seguem as mesmas diretrizes que vem sendo adotadas nos países desenvolvidos, tendo como meta ganho de mercados consumidores cada vez maiores.

Em 1903 aparece o primeiro texto da lei brasileira sobre energia elétrica, esta autoriza o governo federal a promover por via administrativa ou mediante concessão o aproveitamento dos recursos hídricos facultando sobre o seu uso, mas esta, pouco influi na modificação do quadro geral, uma vez que os então regulamentados concessionários firmavam contratos diretamente com municípios e estados.

Em 1934 surge o Código de Águas introduzindo modificações substanciais na sistemática com que tais recursos eram explorados. O princípio do custo histórico e o serviço pelo custo são introduzidos, para assegurar e limitar o lucro das empresas de energia. Também se inicia a nacionalização dos serviços, restringindo sua concessão a brasileiros ou empresas organizadas no país, ressalvados os direitos adquiridos. Um órgão fiscalizador, entretanto só seria criado cinco anos depois.

Em 1939 o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica é criado e tem como finalidade, através de regulamentação e fiscalização, assegurar serviço adequado com tarifas razoáveis e ao mesmo tempo garantir a estabilidade financeira das empresas. Para a realização de tais fins é exercido o controle da contabilidade das concessionárias. As tarifas são fixadas sob a forma de serviço pelo custo, levando-se em conta as despesas de operação e justa remuneração do capital, considerado como o investimento realizado referido ao custo histórico. Devido ao processo

inflacionário, este sistema de tarifação se mostrava inadequado uma vez que não corrigia as distorções financeiras, isto tinha como consequência a falta de incentivo a novos investimentos no setor elétrico resultando na fragilidade do fornecimento de energia mediante um consumo crescente que se apresentava no cenário pós-guerra.

O grande impasse do setor de energia se caracterizava da seguinte maneira: de um lado o governo não dispunha de capital, tecnologia e capacidade de gestão suficientes para encampar e ampliar todos os serviços públicos prestados pelas concessionárias que em sua grande maioria eram estrangeiras; de outro, tais empresas não conseguiam obter melhores tarifas, regulamento cambial favorecido e a segurança que desejavam para novos aportes de capital, este último item se devia ao clima de incerteza política derivado da ascensão de forças nacionalistas^[25].

Os nacionalistas defendiam a firme atuação do governo na atividade de produção de eletricidade, também responsabilizavam as empresas estrangeiras pela má expansão do serviço, mesmo estas tendo promovido o desenvolvimento do parque industrial que se estabelecia, e propunham sua encampação pelo Estado.

Ao princípio da década de 50, a economia brasileira se encontrava então na perspectiva de uma crise energética. Indicativo disto é o fato de que enquanto, de 1943 a 1953, a capacidade instalada aumentou 1,95% ao ano, a produção aumentou 2,56%. Ocorreu uma redução da reserva das instalações geradoras a níveis que comprometeram demasiadamente a confiabilidade do sistema.

Estimava-se em 1.000.000 kW o déficit da oferta existente em princípios de 1953. Considerando-se uma taxa anual de crescimento da demanda de 10% deveria ser agregado ao sistema elétrico nos cinco anos seguintes, uma capacidade geradora ao redor de 2.000.000 kW e mais 3.000.000 kW nos cinco anos subsequentes. O setor deveria estar preparado para investir no decênio um montante que excedia em muito seus próprios recursos. A destinação, por parte de muitos estados, de parcelas substanciais de seus respectivos orçamentos, para obras de eletrificação, ainda assim não lhes permitia cobrir nem mesmo programas de emergência visando à redução das deficiências no suprimento elétrico de seus territórios.



A iniciativa privada desde algum tempo já não vinha respondendo em ritmo condizente com a demanda. As taxas de crescimento de urbanização e industrialização se situavam sistematicamente acima das estimativas, havia dificuldades na importação de equipamentos e imperava um clima de inflação. Tudo isto reverteu contra um setor cuja renda líquida e, portanto, sua capacidade de reinvestir se restringe por lei no valor histórico dos investimentos, limitando o interesse da iniciativa privada para a solução do impasse. Mesmo as empresas de capital estrangeiro supridoras de áreas mais ricas, onde para as quais se vinha procurando garantir a renda através da controlada taxa de conversão cambial, não estavam dispostas a realizar a necessária expansão.

Já em 1942, a pedido de Vargas, uma missão norte-americana havia realizado a primeira tentativa de diagnóstico global, apontando inclusive a falta de energia como um dos principais fatores de estrangulamento da economia brasileira.

Uma das conseqüências do déficit na produção de energia foi o início da participação governamental na produção de energia. O governo federal e os governos estaduais se tornam acionistas de empresas e começam a constituir suas próprias. Em vista da limitação do mercado de títulos públicos, só resta a alternativa de capitalização por via fiscal. Cria-se o Fundo Federal de Eletrificação a ser constituído fundamentalmente pela cobrança do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), que seria arrecadado nas próprias contas de fornecimento, contribuindo também para o fundo parte do imposto de consumo. Determina a lei que 40% deste fundo pertenceria à União, enquanto 60% seriam destinados aos estados e municípios para a expansão do setor elétrico.

O cenário preocupante que se instalava fazia com que o Estado assumisse cada vez mais as rédeas do processo de eletrificação, aumentando sua participação na atividade econômica. O conjunto destes fatores contribuiu para a transformação, em curto período de tempo, de um setor em grande parte privado num setor predominantemente estatal. De uma maneira geral, o fortalecimento do Estado como motor de desenvolvimento capaz de mobilizar grandes volumes de recursos principalmente após a reforma econômica, que se processou com o golpe militar de

1964, associada à conjuntura extremamente favorável do mercado internacional foram fatores que levaram a uma retomada do progresso da indústria de eletricidade no Brasil.

A estatização do setor possibilitou, por um lado, sustentar o acelerado processo de crescimento econômico e, por outro, criar uma ampla capacitação nacional na engenharia de projetos, consultorias e construção de usinas hidrelétricas. As conquistas da engenharia nacional no período foram, além dos grandes projetos hidrelétricos brasileiros, as participações destas empresas em várias obras no exterior, conseguidas através de licitação competitiva, prova do avanço técnico alcançado pelo setor.

As indústrias de equipamento para geração, transmissão e distribuição também apresentaram um grande desenvolvimento. O esforço empreendido pelo Estado na ampliação da capacidade instalada fez aumentar a demanda por equipamentos elétricos. Assim, instalaram-se diversas fábricas para suprir a demanda crescente por equipamentos, possibilitando o desenvolvimento de toda uma indústria nacional associada.

Em sua grande maioria, as empresas estatais do setor foram criadas não só com o objetivo de produzir e fornecer eletricidade, mas também de funcionarem como agências regionais de desenvolvimento. O setor elétrico estatal surgiu dos anseios mais gerais da população para a superação de atrasos, provendo um serviço não oferecido plenamente pelas empresas estrangeiras. Ao se criarem tais empresas desejava-se um agente indutor de progresso capaz de modernizar a sociedade, estas o fizeram organizando programas de industrialização em suas respectivas regiões. Toda uma filosofia nova de gestão corporativa era trazida às empresas brasileiras, uma vez que estas empresas estatais pelo seu porte, necessitavam de técnicas administrativas avançadas para a época.

Como se observa, o dinamismo das companhias de eletricidade no Brasil foi reprimido. O temor por parte dos nacionalistas de que tais empresas pudessem assumir uma espécie de controle econômico da sociedade, devido ao gerenciamento deste insumo de grande importância, levou a uma estagnação produtiva. As atitudes tomadas para desencadear o progresso produtivo se mostram mais similares a um remédio amargo do que um processo de prevenção de males como

ocorreu nos Estados Unidos. Não há dúvidas sobre o papel fundamental do governo no desenvolvimento tecnológico das companhias de eletricidade, porém a questão do nível de disponibilidade de fornecimento no qual estaria nossa indústria de energia pronta para responder aos anseios da demanda de eletricidade, se medidas limitadoras não fossem impostas, permanece.

O excesso de regulamentação culmina com a conseqüente encampação das companhias de eletricidade, estas medidas que são em uma primeira fase desencadeadoras de progresso se tornariam no futuro um problema para a sobrevivência dos sistemas de potência. Uma vez que o Estado usa o setor elétrico como ferramenta para correção de deficiências em outras áreas todo um processo de desbalanceamento da economia ocorre. A operação dos sistemas de potência sofre uma grande perda de rendimento e toda uma sinalização econômica se mostra mascarada. Nos Estados Unidos os sistemas se desenvolveram de acordo com as necessidades do mercado, sofrendo algumas modificações pelo Estado, no Brasil se desenvolveram de acordo com o que o Estado acreditava que o mercado necessitava.

2.3 A deterioração da estrutura vigente

Em meados da década de 1970, emergiram os primeiros sinais de que a época de ouro do setor elétrico havia chegado ao fim. O desempenho econômico e financeiro das concessionárias começou a se deteriorar e, pouco a pouco, foi ficando claro que o período virtuoso, que permitia a longa expansão dos sistemas elétricos com sensíveis reduções de custos e melhorias na qualidade do serviço, havia sido rompido. As oportunidades de exploração de economias de escala abertas pela interconexão dos mercados haviam se esgotado^{[22]; [25]; [32]}.

Os primeiros sinais desta nova dinâmica surgiram pelo lado da oferta. A crise do petróleo reverteu a longa tendência de baixa nos preços dos combustíveis, induzindo aumentos substanciais nos custos operacionais das companhias de eletricidade. A crise do petróleo também provocou um aumento nos preços dos equipamentos elétricos e dos custos de construção, elevando os custos de investimento. Mais tarde a adoção de políticas monetárias rígidas nos países industrializados elevou as taxas de juros para patamares bastante elevados, aumentando de forma abrupta os custos financeiros das empresas do setor, em especial o caso daquelas que

haviam se endividado para ajustar suas estratégias ao novo contexto criado pela crise do petróleo. A energia nuclear não se mostrava com requisitos tecnológicos necessários para a substituição dos combustíveis fósseis na geração de eletricidade de modo a suprir a demanda existente.

Após certo período as pressões com os custos diminuíram face à redução nos níveis de preço do petróleo, estabilizaram-se os preços dos equipamentos e dos custos de construção, reduziram-se as taxas de juros, entretanto o aumento da volatilidade dos preços do petróleo trouxe como consequência uma incerteza associada ao médio e longo prazo. A crescente preocupação com impactos ambientais também fez com que o setor elétrico tivesse que encarar uma nova realidade de planejamento, os custos ambientais agora eram internalizados ao invés de serem repassados para a sociedade.

As condições favoráveis de financiamento para as empresas elétricas do pós-guerra desapareceram, pois os governos não dispunham de fluxo fiscal suficiente para oferecer crédito barato na medida das necessidades dos planos de expansão, os organismos multilaterais de crédito também mudaram radicalmente sua política de financiamento para o setor elétrico.

Nestas condições, as concessionárias foram levadas a buscar financiamento junto ao mercado de capitais, sendo que no caso dos países em desenvolvimento o fluxo de recursos para novos projetos praticamente havia estancado.

No lado da demanda, houve sensível redução das taxas de crescimento de consumo. Esta dinâmica é bem observada no caso de países industrializados, onde o consumo costumava dobrar a cada dez anos durante os anos áureos da indústria de eletricidade, passando para patamares de consumo de eletricidade nestes países crescendo a menos de 2% ao ano^[25].

Começou a ficar evidente que estavam se esgotando as oportunidades de economia de escala, as tentativas de dar continuidade a este processo conduziam ao aumento de custos e traziam problemas de confiabilidade nas centrais, estas por sua vez também eram regulamentadas por normas ambientais que limitavam fortemente os níveis de emissão e conseqüentemente seu porte.

Na ausência de oportunidades de inovação tecnológica que permitissem a contra-posição à elevação dos custos, as concessionárias foram compelidas a aumentar suas tarifas. Nos Estados Unidos o congresso exigiu que provedoras permitissem o acesso de produtores independentes a suas redes (PURPA) e encorajou formas alternativas de energia, a lei de política energética estimulou a geração independente ao autorizar uma nova categoria de companhias geradoras de energia, essencialmente desreguladas, para o atacado. Acreditava-se que estas medidas fariam os preços baixarem, porém isto só aumentou a pressão em cima das concessionárias que além de se depararem com os problemas advindos de uma nova conjuntura tinham que lidar com a concorrência destes produtores independentes que não sofriam o fardo da regulamentação.

Este problema foi mais grave no Brasil uma vez que o setor elétrico serviu para propósitos que divergiam de seus objetivos principais. A sinergia positiva do início da intervenção estatal no setor, quando a cooperação entre as empresas era expressiva, foi sendo substituída gradativamente por uma competição destrutiva entre as concessionárias federais, que eram regidas por objetivos políticos e não técnicos.

O setor elétrico foi perdendo gradativamente a eficiência que caracterizou a pioneira intervenção estatal e o sentido de sua missão original: solucionar os graves problemas de abastecimento de eletricidade no país. Passado o susto da crise de abastecimento, que prejudicou a população e impediu em alguns momentos o pleno crescimento industrial, as empresas públicas começaram a se prestar à capitalização rápida e acelerada de empresas privadas, principalmente dos grandes cartéis que começaram a se formar rapidamente nos demais setores da economia brasileira.

Em um primeiro momento, a crise fiscal do Estado esgotou o padrão de financiamento que vinha sendo mantido e havia possibilitado a rápida e eficiente ação estatal. Paralelamente, a equalização tarifária e centralização excessiva do governo federal desestimularam as empresas a buscar o aumento de sua eficiência. A ineficiência operacional também ocorria nos Estados Unidos devido à acomodação das empresas de eletricidade que tinham suas receitas fixadas independentemente das reduções de custo que estas pudessem conseguir, a regulamentação que antes reduzia incertezas agora não era mais uma fonte de progresso como se observara em uma

primeira fase, e sim um fator que levava com que as empresas se mantivessem estagnadas tecnologicamente^[22].

No Brasil, a partir do governo Geisel, as empresas estatais do setor elétrico foram compelidas ao endividamento através dos rígidos controles orçamentários que eram exercidos pela área econômica do governo em três níveis distintos: controle de tarifas; controle de investimentos e controle de contratos internacionais. Como as tarifas não eram suficientes e nunca se cogitou em reduzir o plano de obras, a opção apresentada foi a obtenção de empréstimos externos^[23].

Com as grandes obras, surgiu pelo lado da oferta de insumos um conjunto de agentes representados pelas grandes empreiteiras, firmas de engenharia, empresas de consultoria e fabricantes de equipamentos, que passaram a ter interesse na expansão acelerada do parque gerador. Por outro lado, a política de oferta de energia a preços aviltados fez com que os grandes consumidores passassem a defender com grande firmeza a manutenção dos benefícios tarifários.

A perda de autonomia técnica e de gestão se tornou uma constante no setor elétrico e muitas das decisões passaram a ser tomadas em fóruns externos, pois o controle político das variáveis econômicas e energéticas acabou prevalecendo sobre os critérios estritamente técnicos. O uso da indústria de fornecimento de energia como instrumento de manipulação macroeconômica, como a tentativa de conter a inflação por intermédio do congelamento de tarifas de energia, levou à inviabilidade financeira os ambiciosos planos de obra do setor. O tênue controle exercido pelo poder concedente sobre as empresas de eletricidade também foi fator determinante para o encobrimento dos custos setoriais.

No mundo todo a visão de progresso que até então o setor elétrico apresentava foi sendo lentamente destruída. As concessionárias agora eram apontadas como meras repassadoras de suas ineficiências aos consumidores, os agentes reguladores eram tidos como incapazes de garantir o ótimo coletivo. Este diagnóstico da crise indicava estar a estrutura da indústria de fornecimento de energia elétrica precisando ser urgentemente reavaliada.

A PURPA (Public Utility Policy Act) nos Estados Unidos, que obrigava as concessionárias a comprar a energia de produtores independentes pelo valor de seu custo evitado, deu o primeiro passo no incentivo a desregulamentação do setor elétrico, entretanto seu objetivo era de apenas buscar formas de redução de custos da estrutura tradicional. O crescimento do número de produtores independentes era a sinalização de que não era mais justificada a idéia de que a geração deveria ser um monopólio natural, tal fato também demonstrava a possibilidade de competição neste segmento.

2.4 A reestruturação do setor elétrico

Deve ser entendido por desregulamentação, a iniciativa de deixar a cargo do próprio segmento da economia o controle das decisões pertinentes à sua atividade, porém isto não significa a ausência de limites, muito menos a falta de monitoração desta atividade. A regulamentação deve existir sim, mas de modo inteligente que não sufoque a iniciativa produtiva, que deve traçar seus próprios passos. Para que se tenha a perfeita noção de quanto regulamentar, deve-se primeiro responder a uma simples questão. Por quê regulamentar?^[22]

Em determinadas atividades o monopólio consiste na forma mais inteligente de estrutura, como no caso das redes de transmissão de energia, pois seria totalmente redundante e inviável tanto do ponto de vista técnico como econômico a existência de duas ou mais redes elétricas. Nenhum fornecedor conseguiria cobrir seus custos de operação se funcionasse com capacidade ociosa, em breve os concorrentes teriam que elevar seus preços ou sair do negócio, isto acarretaria na absorção de um pelo outro convergindo para o sistema monopolista.

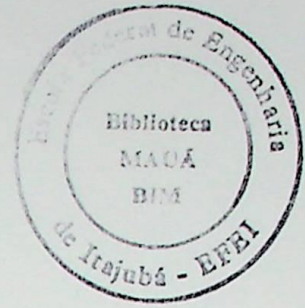
Um monopólio natural é tipicamente eficiente quando apresenta economias de escala avassaladoras, i.e., uma só firma é capaz de produzir mais a custo menor do que várias firmas. Para o bom funcionamento do monopólio o governo deve assegurar a condição do monopolista protegendo-o do ataque da concorrência, uma vez que se tolere o monopólio este passa a não se submeter à concorrência. Deixado a seus próprios desígnios, o monopolista tenderá a elevar seus preços fazendo com que o consumidor pague mais pelo produto ou serviço. Em princípio o consumidor pode não adquirir este produto ou serviço, contudo no caso de muitos monopólios

naturais como a eletricidade, tanto o produto quanto o serviço são necessidades incontornáveis, isto ocasiona uma demanda do consumidor bastante inelástica, i.e., a demanda não sofre grande variação para grandes variações de preço. Decorrendo disto que o consumidor é incapaz de disciplinar o monopolista, cabendo então ao órgão regulador esta função.

Quando um grupo de empresas possui certo poder em um mercado concorrencial e atua de maneira a formar forças coercitivas ou anticoncorrenciais, isto terá como conseqüência a formação discriminatória ou predatória de preços, subsídios cruzados e por vezes condicionamentos de venda que obrigam os compradores de um produto a adquirirem outros. As leis antitruste tornam tais práticas ilegais. O paradoxo que se apresenta é que um certo grau de regulamentação se revela necessário para salvaguardar a concorrência e permitir aos mercados funcionarem livres de seus próprios excessos.

A escassez de algum recurso ou algum fator de interesse público também se apresenta como elemento sujeito à regulamentação. A água se apresenta como um destes elementos para setor elétrico, além de seu uso servir para múltiplos fins que não somente o de geração de eletricidade ainda existe a questão dos aproveitamentos em cascata. Os aproveitamentos que estão mais a montante de um rio têm maior controle sobre a água e conseqüentemente sobre a energia produzida do que aqueles que se situam mais a jusante do mesmo rio, estes podem vir a prejudicar os últimos em benefício próprio. Para arbitrar a favor do bem geral e do bom funcionamento do sistema se faz necessária a regulamentação.

Outras atividades econômicas são regulamentadas para garantir segurança e solidez. Isso é especialmente verdadeiro em setores financeiros, como bancos, corretoras financeiras e seguradoras, tais instituições operam com o capital de terceiros e merecem ser monitoradas uma vez que o consumidor destes serviços não detém sofisticação suficiente para dizer quais destas possuem solidez, muito menos se estas operam de modo condizente com suas expectativas de risco. Na época em que tais instituições não eram devidamente regulamentadas, era comum que pânico financeiro se espalhasse pela economia, consumindo a poupança de empresas e de consumidores inocentes, ocasionando depressões severas. O Estado regula o setor financeiro porque é ele que tem de socorrê-lo na eventualidade da ocorrência de catástrofes.



Com a nova estrutura mercantil do setor elétrico, as transações comerciais devem ser regulamentadas para evitar prejuízos decorrentes de inadimplência e de perdas financeiras devido a práticas arriscadas, estas ocasionariam a perda da eficiência das empresas do setor com reflexos no serviço prestado.

Também deve existir a regulamentação para evitar abusos contra os ambientes humano e natural, como no caso de agressões ambientais e falta de segurança, qualidade e confiabilidade dos serviços prestados à sociedade.

O mercado livre se apresenta como uma estrutura que permite com que vendedores e compradores tenham conhecimento dos melhores negócios e produtos, facilitando a realização das transações entre os agentes, porém um certo grau de regulamentação se faz necessário para resguardar o bom funcionamento do mesmo.

2.5 Competição e mercados de eletricidade

O segmento de produção de energia elétrica havia se tornado um monopólio natural devido as economias de escala que podiam ser obtidas com grandes empreendimentos. Este fato já não ocorria uma vez que o mercado consumidor não contribuía com significativo crescimento que justificasse tal estrutura. Novas tecnologias foram desenvolvidas promovendo o surgimento de centrais geradoras bem mais eficientes, tendo como consequência a produção de uma energia bem mais barata que a das centrais mais antigas.

Este novo cenário levava à insatisfação dos consumidores que sofriam com as ineficiências de seus fornecedores e ansiavam pelo poder da escolha de fornecedores cujos preços fossem mais competitivos. Entretanto na rede elétrica não há como controlar os caminhos que os fluxos de potência devem percorrer. Desta forma, como poderiam então os consumidores escolher os seus fornecedores.

Como seria possível, mesmo que o serviço de transmissão permanecesse como monopólio natural, o consumidor escolher seu fornecedor e este ser ressarcido pela produção contratada

dado que a física nos diz que tal insumo se torna inseparável e indistinguível quando em tráfego pelas linhas de transmissão que compõe o sistema elétrico.

A idéia para a criação de um ambiente competitivo vem da possibilidade de podermos separar o produto, que é a energia elétrica, do serviço, que é o transporte da mesma, sendo alocados separadamente na conta de consumo de energia elétrica o custo relativo à produção e o relativo a entrega desta.

Para os mercados de eletricidade, existem fundamentalmente quatro tipos de estruturas mercantis discutidas, embora possa haver várias variações em cada uma delas. Cada uma destas estruturas apresenta um nível de competitividade diferente¹⁹¹.

Estrutura 1: Monopólio em todos os níveis

A geração não é sujeita à competição e não há escolha de fornecedores. Uma única empresa detém o controle da produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Caso exista uma distribuidora independente, esta deverá obrigatoriamente ser subordinada ao único fornecedor do sistema. Esta estrutura permaneceu até os dias atuais quando começou a ser questionada.

Esta forma de organização integrada verticalmente propiciou a exploração de economias de escala que por muito tempo justificaram este tipo de arranjo, também contribuíram para a implementação de obras de interesse geral como subsídios a áreas carentes, eletrificação rural e desenvolvimento de combustíveis de origem nacional. Em alguns países em desenvolvimento tal estrutura ainda se justifica.

Estrutura 2 : Agência compradora

Aqui um único comprador, a agência compradora, escolhe dentre vários geradores aqueles que irão lhe fornecer a energia, encorajando a competição na geração. O acesso à rede de transmissão não é permitido para vendas de energia ao consumidor final. A agência compradora possui o monopólio das redes de transporte e da venda aos consumidores finais. Esta estrutura é por vezes denominada de modelo de um único comprador e descrita pelos economistas como um

monopsônio. Nos Estados Unidos a PURPA (Public Utility Regulatory Policy Act) de 1979 introduziu esta idéia de concessionárias poderem comprar eletricidade de produtores independentes.

Este arranjo permite que o governo dê continuidade a obras de interesse geral ao mesmo tempo em que se beneficia da concorrência, também evita o custo de estruturas mais desregulamentadas. Neste arranjo geralmente os contratos entre produtores e consumidores são de longo prazo, o que produz uma segurança contra a oscilação dos preços. Os produtores competem entre si, porém uma vez despachados estes têm suas receitas garantidas mesmo que um produtor mais barato entre no sistema.

Com estas garantias, os produtores podem adquirir financiamentos com um custo de capital menor, o que reduz os preços a serem cobrados pela eletricidade. O risco de mercado e o risco tecnológico são passados para o consumidor final através da agência compradora. Devido a esta proteção que tal estrutura fornece ao segmento competitivo, há um enfraquecimento dos benefícios dinâmicos da competição, deixando muitos aspectos da escolha de quando e o que construir nas mãos de um planejador central ao invés de nas mãos dos próprios empreendedores.

Estrutura 3 : Competição no atacado

Nesta estrutura, as tradicionais distribuidoras são autorizadas a comprar do fornecedor de sua escolha, mas possuem uma franquia local no que diz respeito à venda de eletricidade para os consumidores finais. Os geradores possuem acesso a rede de transmissão e há necessidade de regras de transação para o sistema, uma vez que este é conectado e há a necessidade de separar o produto do serviço como já mencionado.

Este modelo se aproxima do britânico, como implementado logo após a privatização em 1990, é também o modelo previsto na Energy Policy Act de 1992 nos Estados Unidos. Neste sistema todos os geradores podem vender para uma clientela diversificada ao invés de somente um comprador. Isto torna o mercado mais competitivo e dinâmico e os benefícios da competição na

geração são aprimorados, uma vez que os riscos de mercado e tecnológico são empurrados de volta para os geradores.

É questionável o fato de que os geradores estão em melhor posição para julgar os benefícios advindos de novas tecnologias do que o órgão regulador. Entretanto estes quando em problemas com seus fluxos de caixa, estarão mais propensos a dar a seus investimentos melhor destino. Por outro lado, uma vez que estes tenham que arcar com os riscos já mencionados terão seus custos de capital maiores. A competição no atacado aumenta os custos de transação requerendo acordos de mercado e de uso da rede elétrica, também elimina a capacidade do governo de ditar as novas formas de tecnologia na geração que não seja por subsídios diretos ou imposição oficial.

Estrutura 4 : Competição no atacado e no varejo

Nesta estrutura todos os consumidores podem escolher seus fornecedores. Existe acesso livre as redes de transmissão e distribuição. A distribuição que constitui o serviço de entrega da energia aos consumidores finais é separada da venda desta no varejo, esta última sujeita à competição. A competição no varejo traz os consumidores finais ao mercado, porém aumenta demasiadamente os custos de transação, esta estrutura passa a requerer arranjos transacionais mais complexos e medições sofisticadas o que para consumidores pequenos pode facilmente sobrepujar os benefícios associados. Outro problema associado é a falta de capacidade em responsabilizar precisamente a má prestação do serviço de entrega quando a distribuidora local não é a varejista responsável pela venda da eletricidade que está sendo entregue.

Tabela 2.1 - Estruturas de mercado

	1	2	3	4
Competição na geração	Não	Sim	Sim	Sim
Comercializadores escolhem seus fornecedores	Não	Não	Sim	Sim
Consumidores escolhem seus comercializadores	Não	Não	Não	Sim

Acredita-se que a estrutura de competição no atacado e varejo será a estrutura que irá se consolidar no futuro. A razão principal para esta crença veio do fato de que quando nos Estados Unidos as autoridades tentaram conceder para alguns tipos de consumidores o direito de acesso livre em relação aos seus fornecedores excluindo os demais, ocorreram graves problemas em definir quais seriam excluídos. No reino unido grande parte do trabalho do órgão regulador em um ano inteiro também foi a definição destas exclusões^[20].

O problema chave da mudança de um regime por custo do serviço para um arranjo de competição é que o órgão regulador deve ser muito cauteloso para não criar um conjunto de diretrizes que possam afetar tanto a integridade da rede, uma vez que esta necessita de contínuos investimentos para sua perfeita operação, como também a estabilidade do sistema com desbalanceamentos devido a uma má operação dos fluxos de potência^[32].

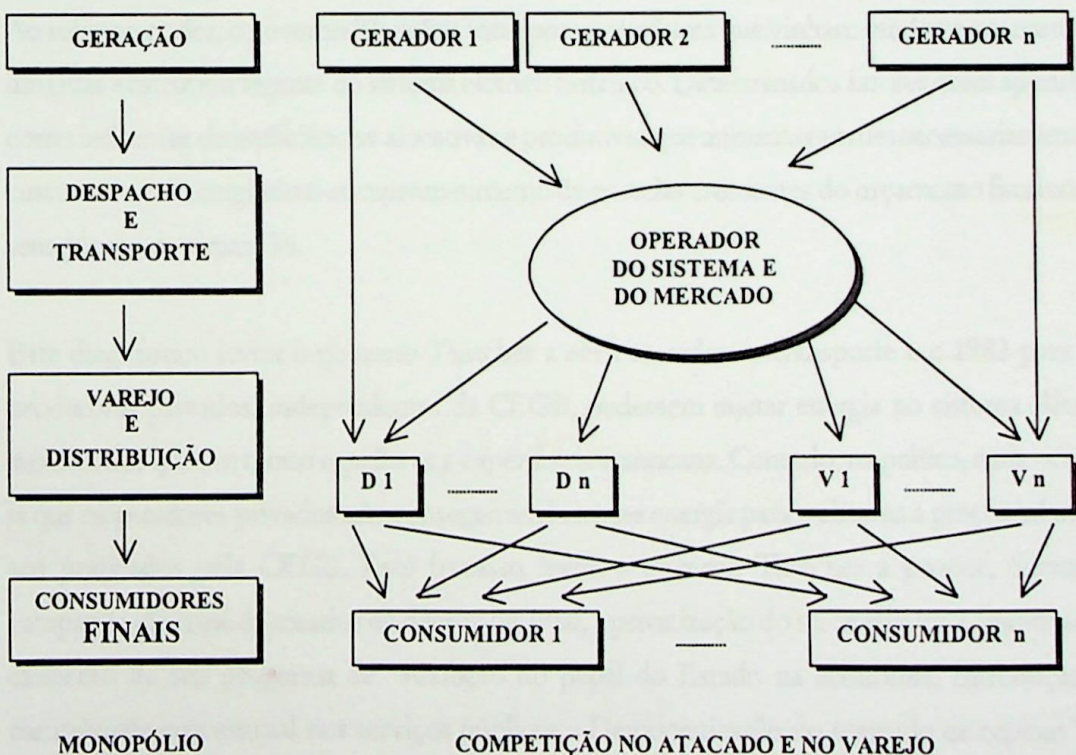


Figura 2.1 - A mudança da condição de monopólio para uma estrutura de alta competitividade

2.6 As reformas

2.6.1 Reino Unido

A organização da indústria de fornecimento de energia elétrica no Reino Unido consistia de um sistema monopolista (Central Electricity Generating Board – CEGB) e doze distribuidoras regionais (Regional Electricity Boards – REBs). A CEGB ofertava energia a todas as REBs em regime de tarifa única de suprimento e as REBs agregavam seus custos específicos de distribuição para formularem suas propostas tarifárias. Cabia ao Departamento de Energia do Ministério da Indústria e Comércio aprová-las. Alguns poucos grandes consumidores se abasteciam diretamente das linhas de transmissão da CEGB, pagando tarifas de suprimento^{[26];[45]}.

Ao subir ao poder, o governo Thatcher incorporou as críticas que vinham sendo crescentemente dirigidas à estrutura vigente do sistema elétrico britânico. Determinados fatores eram apontados como indutores de ineficiências alocativas e produtivas que aumentavam desnecessariamente os custos setoriais, exigindo o comprometimento de parcelas crescentes do orçamento fiscal com os seus planos de expansão.

Este diagnóstico levou o governo Thatcher a abrir as redes de transporte em 1983 para que produtores privados, independentes da CEGB, pudessem injetar energia no sistema elétrico, movimento que em muito espelhava a experiência americana. Contudo, na prática, nada ocorreu já que os geradores privados não conseguiram fornecer energia para o sistema a preços inferiores aos praticados pela CEGB. Este fracasso levou o governo Thatcher a propor, durante a campanha eleitoral de meados da década de 1980, a privatização do setor elétrico como mais um elemento de seu programa de “Redução do papel do Estado na economia, Introdução de mentalidade empresarial nos serviços públicos e Democratização do mercado de capitais”.

Após a vitória eleitoral, uma proposta para a reestruturação do setor elétrico que contemplava simultaneamente a desverticalização, a privatização e a introdução da concorrência no setor foi formulada e apresentada para discussão pública em um documento de ampla circulação (white

paper). Uma nova legislação que daria as diretrizes para o setor foi votada após um ano de debates, tendo sido o sistema operado pelas concessionárias estatais, obedecendo esta legislação por cerca de um ano, antes de ser dado início ao processo de privatização.

O coração da estrutura do mercado de energia britânico é um “Power Pool”, onde compulsoriamente todos os geradores ofertam sua energia. Este opera o mercado spot que determina, a cada meia hora, o preço spot do respectivo bloco de energia para um dia a frente. O preço spot é função do custo marginal de geração, que corresponde ao custo da central mais cara prevista para operar neste período. As ofertas de energia dos geradores são inseridas no “National Grid Company’s Goal Program” junto com a previsão de demanda, a qual a “National Grid Company” que funciona como operador do sistema se encarregada de previamente agregar e ajustar.

Deste procedimento são levantados os custos marginais do sistema para o dia seguinte que servirão de base para o cálculo do preço spot ou como é chamado “Pool Purchase Price”. Este recebe a denominação de custo sem restrição devido à suposição de que não haverá restrição de transporte nas linhas de transmissão. O preço spot é determinado mediante a um ajuste feito para levar em conta o efeito da probabilidade de perda de carga.

$$PPP = SMP + LoLP \cdot (VoLL - SMP) \quad \text{Eq. 2.1}$$

Onde

PPP	-	Pool Purchase Price
SMP	-	System Marginal Price
LoLP	-	Lost of Load Probability
VoLL	-	Value of Loss of Load

Geradores podem manipular o preço do pool forçando um aumento da LoLP. Estes o fazem declarando que a unidade em consideração não estará disponível durante os períodos de pico do dia seguinte, isto reflete diretamente no aumento do PPP. Entretanto, um pouco antes da demanda de pico a unidade é declarada disponível e conseqüentemente despachada. Aplicando

esta estratégia, a companhia geradora se beneficia obtendo grandes receitas devido a um acréscimo no valor da LoLP.

Desde a introdução do mercado de energia elétrica no Reino Unido, ocorreram significantes aumentos no preço da eletricidade devido a manipulação da LoLP. Uma vez que surgiram duas principais empresas de geração (Power Gen e National Gen) advindas da extinta CEGB com grande poder de influência no sistema, estas impedem que uma estrutura competitiva sadia exista.

Caso o gerador não seja despachado devido a restrições no carregamento das linhas de transmissão, recebe então a diferença entre sua oferta e o PPP. Situação idêntica ocorre caso um gerador seja despachado pelo mesmo problema. Este tipo de mecanismo possibilita a prática de estratégias destinadas a maximizar as receitas com a venda de energia, porém afetam a dinâmica de formação dos custos marginais promovendo seu aumento e onerando assim os consumidores. Uma maneira simples de visualizar como isto ocorre pode ser facilmente obtida com o seguinte exemplo.

Exemplo 2.1

Dado um sistema composto por três geradores térmicos com as seguintes características operacionais:

Tabela 2.2 - Dados operacionais

	Disponibilidade (MW)	Custo (\$)
G1	50	10
G2	50	20
G3	80	30

Suponha que estes geradores tenham que suprir uma demanda agregada estimada de 100 MW de potência durante o período de uma hora. Teríamos a seguinte configuração otimizada do sistema, sem levar em conta as restrições de carregamento.

O cálculo do SMP para este modelo segue o procedimento abaixo:

Minimizar o custo de atendimento da carga por um modelo de programação linear onde a função objetivo é dada por $C = f(E_1; E_2; E_3)$, tendo como restrições somente as potências máximas e mínimas disponíveis e a equação do balanço de potência. As quantidades de potência estimadas que devem ser despachadas serão designadas por E_1, E_2 e E_3 .

$$\text{Min. } C = P_1 \cdot E_1 + P_2 \cdot E_2 + P_3 \cdot E_3 \quad \text{Eq. 2.2}$$

s.a.

$$\begin{array}{rcccccl} E_1 & + & E_2 & + & E_3 & = & 100 \\ E_1 & & & & & \leq & 50 \\ & & E_2 & & & \leq & 50 \\ & & & & E_3 & \leq & 80 \\ E_1 & & & & & \geq & 0 \\ & & E_2 & & & \geq & 0 \\ & & & & E_3 & \geq & 0 \end{array}$$

O custo marginal do sistema ou **PPP** é o custo necessário para aumentar em uma unidade a potência total gerada no sistema. Seu valor é retirado do algoritmo de programação linear e representa a primeira derivada de **C** com relação à primeira restrição.

$$\text{SMP} = \frac{\partial C}{\partial (E_1 + E_2 + E_3)} \quad \text{Eq. 2.3}$$

Uma vez realizado o cálculo do **SMP** para um sistema onde não ocorre congestionamento nas linhas de transmissão, é realizado o despacho físico do sistema levando em conta todas as restrições reais, deste procedimento é levantado o **SMP** real do sistema.

Façamos para fins de simplificação a LoLP igual a zero, desta maneira teremos o PPP igual ao SMP. Desprezando a probabilidade de perda de carga, analisemos como se comporta o PPP pelo cálculo do SMP.

Supondo que para a demanda de 100 MW, o sistema apresente um limite máximo de geração de 20 MW para o gerador 1 devido a problemas de carregamento. Temos uma nova configuração que pode ser resolvida pelo seguinte modelo de programação linear.

$$\text{Min. } C = P_1 \cdot D_1 + P_2 \cdot D_2 + P_3 \cdot D_3 \qquad \text{Eq. 2.4}$$

s.a.

$$\begin{array}{rcccccl} D_1 & + & D_2 & + & D_3 & = & 100 \\ D_1 & & & & & \leq & 20 \\ & & D_2 & & & \leq & 50 \\ & & & & D_3 & \leq & 80 \\ D_1 & & & & & \geq & 0 \\ & & D_2 & & & \geq & 0 \\ & & & & D_3 & \geq & 0 \end{array}$$

As quantidades de potência realmente despachadas, devido as condições físicas das redes de transmissão, serão designadas por D_1, D_2 e D_3 . Vamos supor agora que um grupo X detém a concessão de geração das centrais 1 e 3 e um Y detém a concessão da central 2. Analisando a receita obtida pelo grupo X com a venda de energia teremos:

$$\text{Receita} = \text{Parcela 1} + \text{Parcela 2} + \text{Parcela 3} + \text{Parcela 4}$$

Eq. 2.5

Onde

$$\text{Parcela 1} \quad - \quad D_1 \cdot P_1$$

$$\text{Parcela 2} \quad - \quad |D_1 - E_1| \cdot |PPP - P_1|$$

$$\text{Parcela 3} \quad - \quad D_3 \cdot P_3$$

$$\text{Parcela 4} \quad - \quad |D_3 - E_3| \cdot |PPP - P_3|$$

O custo marginal realmente incorrido é:

$$SMP_{real} = \frac{\partial C}{\partial (D_1 + D_2 + D_3)}$$

Eq. 2.6

Analisando como varia a receita do grupo X para a configuração dada quando o preço ofertado das centrais 1 e 3 variam de \$5 a \$50, temos o seguinte gráfico:

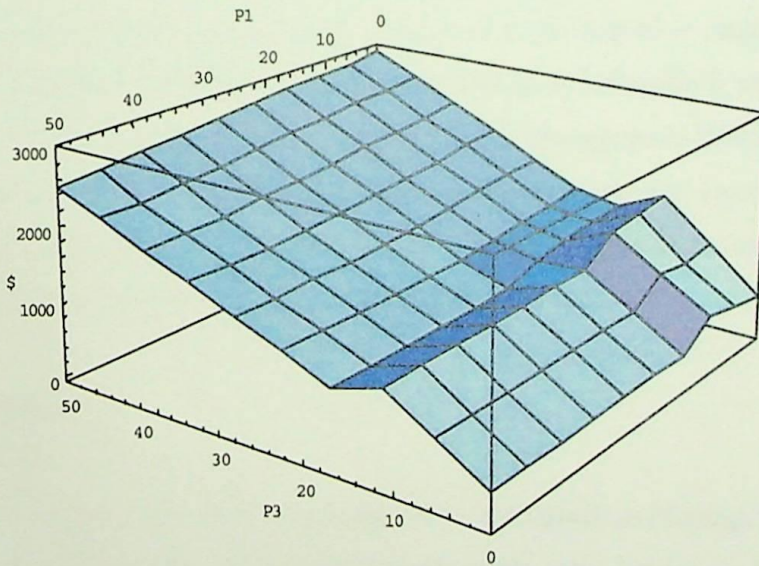


Figura 2.2 - Variação da receita com a manipulação do bid

É possível notar que aumentar o preço ofertado pelas centrais com expectativa de despacho, devido as restrições, e diminuir o preço das com expectativa de não serem despachadas, pelo mesmo motivo, constitui a melhor estratégia. Isto é melhor verificado a medida que os limites de geração se tornam mais restritivos e as centrais cujos despachos são requisitados, por problemas de restrição, possuem forte influência na formação do preço marginal do sistema.

Este é o caso do Reino Unido onde duas companhias possuem poder expressivo no sistema gerador e manipulam o mercado exercendo o controle de suas unidades marginais. Uma extrema rigidez da regulamentação e o duopólio na geração explicam porque este país tem tido dificuldades na criação de um mercado realmente competitivo.

Podem ser tiradas várias lições da experiência de reestruturação do sistema elétrico no Reino Unido. Primeiramente, que a estabilidade e confiabilidade na entrega do produto não devem ser afetadas pela nova estrutura, e os agentes do sistema podem obter lucros advindos da desverticalização.

Em um sistema onde a competição é agressiva os agentes irão procurar por buracos na regulamentação de modo a maximizarem suas receitas. Os requisitos chave para se ter uma operação adequada, é desenvolver um processo contínuo de formação de regras que não criem oportunidades de jogo e manipulação do mercado. A mensagem do Reino Unido é clara. É errado assumir que as novas entidades continuarão a operar segundo regras que promovam o bem geral do sistema, mesmo que não formalmente propostas, pois mercados são mercados, lucros são lucros e qualquer vantagem comercial será utilizada.

2.6.2 Noruega

A estrutura básica da indústria de fornecimento de eletricidade na Noruega tem permanecido a mesma desde que a eletrificação começou a um século atrás. Iniciativas locais assumiram a responsabilidade de eletrificação na maioria das comunidades. Quase toda a geração é de origem hidrelétrica com grande dependência no comportamento das vazões afluentes^{[29]; [45]}.

Antes de 1991, o sistema elétrico norueguês consistia de 80 ou mais companhias geradoras, onde 34 supriam 96% da capacidade de geração, e Statkraft, a maior, produzia quase um terço. Havia mais de 200 empresas distribuidoras, onde aproximadamente dois terços geravam a própria energia a ser distribuída aos consumidores finais, e o governo era proprietário de quase 80% da rede de transmissão.

Uma grande proporção destas distribuidoras pertencia aos municípios, e como já mencionado, preferiam construir suas próprias centrais geradoras a contratar energia elétrica. Esta situação levava a um excesso de capacidade e a uma crescente preocupação sobre a ineficiência destas empresas e relutância em achar fornecedores mais baratos.

Em 1991 o “Norway’s Energy Act” promoveu a separação do setor elétrico em três segmentos: geração, que seria desregulamentada, serviço de transmissão e distribuição regulamentadas como monopólios naturais; e venda de energia na distribuição, onde seria introduzida a competição.

Um pool existente, Samkjoringen, foi reorganizado para facilitar a competição. A verticalmente integrada Statkraft foi dividida em uma companhia geradora pura, Statkraft, e uma companhia responsabilizada pela transmissão, Statnett Market SF, que controla a operação da rede elétrica nacional. Mais tarde seria criada a, Statnett Market AS, uma subsidiária da Statnett que controlaria o mercado de energia. O “Norwegian Water Resources and Energy Administration” foi nomeado como agente regulador.

Como parte da reforma, as companhias de eletricidade municipais tinham que renegociar os contratos de longo prazo de compra de energia com os geradores dos quais eram proprietárias. Desde a reestruturação, cerca de 55% da geração pertence aos municípios, 30% a Statkraft e 15% pertence a companhias privadas.

O mercado de energia Norueguês pode ser dividido em mercado spot, mercado de regulação e mercado de futuros.

No mercado spot, os agentes fazem livremente suas ofertas de preço e quantidades de compra e venda de energia a cada cinco períodos durante os dias da semana e a cada três durante os fins de semana. O mercado automaticamente sinaliza aos compradores para que reduzam suas demandas durante os períodos de preços altos ajudando a distribuir espacialmente a carga. A negociação neste mercado não é compulsória.

No mercado de regulação, que serve para ajuste dos desvios físicos quando ocorrido o despacho real, os participantes informam os preços que estão dispostos a aceitar por um aumento ou redução de produção ou demanda. Este mercado assegura o balanço do sistema. A potência precisa ser suprida assim que a informação sobre a demanda é conhecida, e o preço pago por esta potência é o preço da unidade de regulação mais cara despachada. O operador do sistema usa uma ordem de mérito para despachar ou interromper cargas segundo as potências negociadas no mercado de regulação, deste modo controla o desbalanceamento do sistema devido aos contratos bilaterais e o mercado spot, bem como provê reservas para o sistema.

Depois dos preços e quantidades terem sido fixados no mercado spot, Statnett AS convida os agentes para que façam suas ofertas no mercado de regulação.

O pool também opera um mercado futuro, em outras palavras, um mercado de suprimento de longo prazo que permite compras de energia em bases semanais, em blocos de semanas ou por estação do ano, como também compra de demanda de pico. Este mercado opera para um período de até três anos a frente. Os contratos futuros foram originariamente concebidos para entrega física da energia elétrica, porém em outubro de 1995 estes se tornaram contratos financeiros com a finalidade de gerir o risco proveniente da oscilação dos preços da eletricidade.

Cerca de 70% da energia vendida é transacionada por contratos bilaterais. Estes contratos, que podem variar bastante em relação a tempo e preço, são determinados e despachados pelo fornecedor, mas o operador do sistema deve aprovar esta transação como sendo factível.

Os efeitos da reestruturação se fizeram visíveis tanto no setor residencial como no comercial onde os preços da eletricidade sofreram uma queda. Consumidores residenciais chegaram a ver

uma redução de preço de 2% em 1993 e 1994 enquanto consumidores comerciais tiveram redução de 7%.

2.6.3 Chile

O Chile mostrou como o processo de desregulamentação do setor elétrico pode ser iniciado, não tanto pelo desejo de reforma como tal, mas por causa de objetivos políticos e econômicos mais abrangentes. A estória começa em 1977 quando Bruno Philippi, um engenheiro professor da Universidade Católica do Chile, assumiu a recém criada Comissão Nacional de Energia (CNE). Neste ponto o principal objetivo do governo era racionalizar e trazer ordem ao sistema caótico de preços que prevalecia no setor elétrico chileno^{[26]; [32]; [40]}.

Ao mesmo tempo, o governo acreditava que a companhia estatal de eletricidade exercia mais influência do que a agência reguladora, deste modo havia se tornada entidade que traçava suas próprias diretrizes, independentes do interesse público. O papel de regulador e empreendedor do governo estava em constante conflito.

Os preços do óleo, carvão, gás e eletricidade, em sua maioria, determinados por empresas estatais, eram completamente distorcidos. Subsídios cruzados produziam uma alocação ineficiente dos recursos, investimentos desnecessários eram feitos e capital era desviado de outras necessidades sociais.

Na gestão de Philippi, uma estratégia energética de contexto nacional foi formulada. O elemento chave era que decisões descentralizadas por produtores e consumidores de energia deveriam ser redirecionadas para obtenção de eficiência no setor. A implicação disto era que diferentes preços de insumos energéticos teriam que refletir seus verdadeiros valores econômicos, deste modo decisões individuais coincidiriam com o custo mínimo para o país. Para este fim, deveria haver mudanças legais e institucionais para promover a desregulamentação dos preços de combustíveis sólidos e líquidos.

A pergunta que imediatamente se apresentava era o que fazer com a eletricidade. O problema óbvio era que a eletricidade competia com outras formas alternativas de energia, mas diferente do carvão e óleo, a eletricidade não possuía nenhuma referência internacional. Mais ainda, o sistema era em grande parte hidrelétrico dificultando a determinação destes preços.

A solução chilena foi proposta por Sebastián Berstein, um engenheiro que se juntou a Philippi na CNE. Berstein foi influenciado pelo pensamento da escola francesa de economia que pregava o uso de preços de mercado em setores regulamentados. Ele considerou que uma política eficiente e coerente podia ser baseada no uso de custos marginais de suprimento. Tinha nascido então a idéia de mercados competitivos de eletricidade no segmento da geração, assim ações foram tomadas para implementar esta idéia.

Ainda com um governo militar em comando não foi fácil para Philippi e Berstein trazerem a frente suas propostas de reestruturação. Críticas apareceram não só vindas das companhias altamente verticalizadas, mas também do regime militar vigente. O país havia a muito se acostumado a enxergar a energia elétrica como um recurso estratégico que tinha que ser gerido pelo Estado de maneira a garantir sua independência do exterior. Subsídios de preço eram justificados devido à visão de que a eletricidade era uma despesa essencial para a vida da população.

No começo, as agências internacionais de financiamento não davam suporte a esta idéia. O banco mundial ainda fazia empréstimos com a condição de que os preços da energia elétrica fossem baseados na taxa de retorno de investimento utilizada para cobrir os custos advindos da operação e expansão do sistema (custo do serviço) ao invés de preços de mercado.

Apesar deste cenário, os engenheiros logo se convenceram dos benefícios que o novo modelo institucional poderia trazer e aderiram ao desenvolvimento de propostas que suportassem a criação da nova estrutura.

O ajuste de preços para consumidores finais levou tempo, uma vez que simulações indicavam que haveria aumento de preços para alguns consumidores e redução para outros. A solução

consistiu em uma introdução lenta de aumento de preços para os primeiros em um período de um a dois anos.

Como em qualquer esforço pioneiro, não há referências para o aprendizado. As mudanças no Reino Unido só começariam anos mais tarde, enquanto propostas acadêmicas sobre desregulamentação e preços spot só apareceriam muito tempo depois nos Estados Unidos. Porém algumas idéias isoladas de outros setores elétricos foram adotadas, como por exemplo, a incorporação de um operador independente do sistema que seria trazida de experimentos na Bélgica.

Em 1982, um difícil processo culminou no aparecimento de uma importante lei para o setor elétrico, embora ainda este permanecesse dentro de uma estrutura estatal. Atualmente toda a transmissão e distribuição estão nas mãos do setor privado e logo, uma pequena fração da geração que ainda é propriedade do estado, será privatizada. Não muito distante o governo chileno controlava 90% da geração, toda a transmissão e 80% da distribuição.

O cerne da reforma chilena reside no novo regime tarifário. As empresas de geração vendem sua energia a preços que são livremente negociados com todos os consumidores com demanda superior a 2 MW e aos preços fixados semestralmente pela CNE para o nó em que opera cada uma das empresas de distribuição. Neste último caso, o preço da energia nos nós tem duas componentes: um custo pela energia, que corresponde ao custo marginal de operação; e um custo de potência, que corresponde ao custo marginal de investimento ótimo para satisfazer a demanda de ponta do sistema. Os eventuais excessos de geração são comercializados com as geradoras deficitárias a preços fixados pelo Centro de Despacho Econômico de Carga (CDEC).

O plano indicativo é utilizado como instrumento para determinação dos custos atualizados de investimento, de operação e para o cálculo do custo do déficit, variáveis que a CNE adota na fixação do preço da energia e da potência em cada um dos nós do sistema elétrico chileno.

As empresas de distribuição também têm suas tarifas reguladas e fixadas por um período de quatro anos pela CNE. Para calcular esta tarifa, a CNE toma por base os custos nos nós aos quais são agregados os custos de distribuição. O cálculo destes custos é realizado em estudos encomendados a consultores pela CNE. Por outro lado, as empresas apresentam seus cálculos de custos reais para as suas respectivas áreas de distribuição, sendo os custos finais de distribuição determinados a partir de uma média ponderada dos cálculos das empresas, com peso um terço, e dos estudos da CNE, com peso dois terços.

Os preços de transmissão de eletricidade são negociados entre as partes envolvidas, com base nos custos do proprietário, como determina a lei. Esta situação tem gerado problemas já que a propriedade das linhas de transmissão se concentra nas mãos do Grupo Endesa, que também atua nas áreas de geração e distribuição. Os usuários da rede argumentam que os custos declarados pela empresa não refletem os custos reais. Desta forma, a Endesa não só tem obtido lucros excepcionais como também goza de uma substancial vantagem competitiva em relação aos demais geradores.

A reforma chilena se caracteriza pelo fato de ter procurado preservar os benefícios da coordenação, com forte presença da CNE e atuação do CDEC, na liberação do mercado. Assim, o planejamento indicativo, apesar de não constrianger as empresas a levarem à frente os projetos indicados, exerce forte papel induzindo as decisões, já que o governo pode oferecer condições favoráveis de acesso a financiamentos, sempre que julgar relevante um projeto particular. Dentro do mesmo espírito, subsídios podem ser oferecidos quando a eletrificação de uma determinada área que não ofereça níveis de rentabilidade, compatíveis com os requerimentos da iniciativa privada, for considerada prioritária.

2.6.4 Argentina

O desenvolvimento do setor elétrico argentino foi caracterizado pela presença de capital estrangeiro nos primórdios de sua estruturação e teve seu crescimento acentuado no pós-guerra devido ao aparecimento de várias empresas estatais. Atuando sob o controle do Departamento de Energia, que não apenas planejava a sua expansão como também fixava as tarifas, o sistema

elétrico argentino foi desenvolvido de modo a levar eletricidade para toda a população urbana e atender uma parcela sempre crescente da população rural. No final da década de 1980, mais de 84% da população Argentina tinha acesso à rede elétrica^{[29]; [32]; [40]}.

Contudo, a desorganização política e social provocada pela ditadura militar e seus fracassados planos de estabilização econômica, deflagraram, a partir de meados da década de 1970, um processo de deterioração do desempenho técnico de seu setor elétrico. Este processo culminou com a crise de oferta de eletricidade que, no final da década de 1980, obrigou a economia Argentina a conviver com o racionamento de energia elétrica. Diante desta situação difícil, o governo argentino procurou distribuir o abastecimento de eletricidade entre as regiões do país com base em critérios que não foram aceitos pelos governadores das províncias. Este impasse levou ao questionamento do despacho centralizado, deflagrando-se um conflito que tornou óbvia a necessidade de profundas e radicais mudanças na organização institucional do setor elétrico argentino.

Ao assumir o poder, o governo Menem foi colocado diante da necessidade de dar uma resposta rápida à crise do setor elétrico. Sua primeira proposta foi no sentido de criar uma grande empresa nacional, nos moldes da Eletrobrás, que passasse a coordenar o sistema e centralizar o processo de decisão. Contudo, esta proposta não recebeu apoio, tendo o governo que decidir por introduzir uma reforma radical inspirada na reforma inglesa, que objetivou introduzir a concorrência no setor elétrico e privatizar as empresas estatais.

A reforma Argentina deu origem a 31 empresas de geração, 25 de distribuição e 13 de transmissão. Estas últimas obtinham suas receitas por intermédio do pagamento de um pedágio, estipulado com base em um regime tarifário fixado pelo regulador. O mercado consumidor ficou dividido entre grandes consumidores, que eram menos de cem, e os consumidores cativos, que continuam sendo abastecidos pelas distribuidoras. Enquanto os grandes consumidores e as distribuidoras podem negociar livremente contratos de fornecimento com os geradores, os consumidores cativos têm suas tarifas fixadas pelo órgão regulador.

A Argentina é um exemplo positivo da introdução gradual de mercados de eletricidade. A organização de seu mercado contém alguns elementos para reduzir o poder dos geradores sobre o mercado, alguns destes elementos são:

- Nenhuma empresa de geração pode controlar mais de 10% da capacidade nacional de geração.
- O segmento de geração é separado da transmissão e distribuição, e empresas de geração são proibidas de serem acionistas majoritárias na transmissão.
- Os preços de despacho são baseados nos custos marginais calculados pelo Operador do Sistema, advindos das ofertas de preços de combustíveis informados pelos geradores a cada seis meses.

É difícil avaliar precisamente os impactos do mercado nos preços da eletricidade, pois a introdução do mercado em sua forma atual se deu em coincidência com o comissionamento de diversas centrais hidroelétricas e a construção de centrais de ciclo combinado que têm significativa influência na redução dos preços da eletricidade. Embora o sistema argentino seja controlado por um operador do sistema, o pool não permite a livre oferta de preços, e a determinação dos preços spot visa um horizonte de longo prazo. Apesar da dificuldade de separação dos efeitos do mercado e comissionamento de novas unidades geradoras, o mercado de energia elétrica argentino pode ser visto como um exemplo a ser seguido por países que se encontrem em fase de maturação da reforma de seu sistema elétrico ou que sua infra-estrutura não permita ainda tais implementações.

2.6.5 Austrália

O mercado de energia foi inicialmente introduzido em Victoria em julho de 1994, compreendendo um sistema com capacidade de fornecimento de 8 GW de capacidade instalada. Depois de quatro estágios de desenvolvimento, o mercado foi transformado em um mercado nacional de energia em maio de 1997. Embora a Austrália tenha seguido a reforma na Inglaterra e Gales, várias medidas foram tomadas para evitar a manipulação dos preços por parte das

companhias geradoras. A indústria de fornecimento de eletricidade em Victoria foi privatizada, e a estrutura corrente compreende: ^[26]

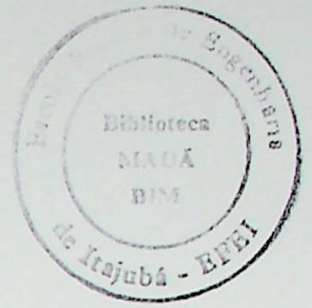
- Seis companhias geradoras independentes.
- Três grupos interestaduais de geração.
- Rede de transmissão privatizada.
- Cinco distribuidoras privadas com licença para distribuição e venda no varejo.
- Dez outros varejistas.

O sistema é controlado pelo operador do sistema e do mercado (Victorian Power Exchange), uma companhia estadual com autonomia. O mercado de eletricidade é regulamentado pelo “Office of the Regulator-General”. Disputas entre consumidores e fornecedores são resolvidas pela “Electricity Industry Ombudsman”, uma instituição independente fundada por participantes do mercado. O pool de Victoria e o nacional foram fundados sobre as quatro diretrizes seguintes:

- Estabilidade do sistema de suprimento.
- Integridade da rede de transporte.
- Competição livre na geração que deveria reduzir os preços da eletricidade.
- Transparência do papel do mercado.

Tais pools são caracterizados por:

- Não existência de negociações físicas fora do pool para geradores maiores que 30 MW.
- Não existência de compensação para geradores não despachados por restrição de carregamento.
- Não existência de ajuste do preço spot para levar em conta a LoLP.
- Existência de limites de tarifa para os serviços ancilares e de transmissão cobrados nos estágios iniciais do mercado.



A não existência de negociações físicas fora do pool garante a estabilidade do sistema, pois o pool possui controle das quantidades negociadas e pode realizar seu despacho de maneira adequada. Não compensar os geradores que não foram despachados por restrição de carregamento evita a utilização das estratégias usadas no Reino Unido para maximização de receitas e sinaliza para o mercado onde devem ser construídas novas centrais ou novas linhas de transmissão.

O preço spot não sofre reajuste devido a LoLP, isto simplifica as regras de mercado e o protege de manipulações devido as declarações de indisponibilidade por parte dos geradores. Uma elevação do preço spot, se ocorrer, pode indicar a necessidade de investimentos de modo a reduzir a LoLP.

O operador do sistema tem o poder de suspender a operação do mercado e controlar qualquer gerador de maneira parcial ou total, se a segurança do sistema estiver sendo comprometida. Entretanto, durante os quatro anos de operação do mercado, esta situação ainda não ocorreu.

2.6.6 Califórnia

O processo de reestruturação da Califórnia iniciou quando consumidores começaram a reclamar das altas tarifas praticadas. As taxas de retorno das concessionárias eram 50% maiores que a média nacional, em 1996 este percentual ainda era de 40%. O fato dos consumidores residenciais de energia elétrica terem seu consumo menor do que a média nacional agravava o fato das altas tarifas. Os consumidores industriais e do segmento de agricultura, entretanto, não tinham, e para estes os preços da eletricidade tinham considerações econômicas mais relevantes^{[5]; [26]; [32]}.

Os custos das concessionárias se elevaram em 1970 como resultado de um grande aumento da inflação e dos preços do gás natural. Nos anos 80 eles continuaram subindo devido ao contínuo aumento da inflação, à incorporação de custos de obras adicionais, provenientes de centrais nucleares recém construídas, às tarifas e também devido a uma mudança na política, que promovia o uso de tecnologias alternativas de geração de energia bem como seu uso de maneira

mais eficiente. Apesar da promessa de que uma maior eficiência energética traria uma redução das tarifas em longo prazo, o efeito imediato foi o aumento destas.

A comissão de energia publicou um relatório em fevereiro de 1993 advertindo sobre o problema das altas tarifas e sugeria que algum tipo de combinação de reforma regulamentar com incentivos fosse administrada. Incentivos como, por exemplo, a retenção das receitas provenientes da redução de custos que por ventura as concessionárias pudessem ter, poderia ser útil. Em resposta, em agosto daquele ano, diversos grupos que representavam grandes consumidores de eletricidade propuseram a abertura do setor à competição como sendo a forma mais adequada de incentivos às concessionárias, para que estas mantivessem seus custos sob controle e tarifas baixas.

A introdução da competição na geração era muito comentada nesta época como resultado do “Energy Policy Act” em 1992. Porém alguns agentes sentiam que somente a competição no atacado não era suficiente, uma vez que seus benefícios eram limitados. Os consumidores cativos ficavam presos aos contratos existentes com suas distribuidoras, não importando o quão economicamente ineficiente elas fossem.

Os consumidores das grandes companhias de energia argumentavam que para estas terem seus preços amplamente competitivos era essencial que seus consumidores cativos pudessem escolher de quem comprar. As experiências com a desregulamentação do gás natural serviram de base para a crença de que este procedimento realmente traria os preços a patamares mais baixos com o passar do tempo.

Os debates na Califórnia tiveram uma brusca mudança de enfoque nos dois últimos anos. As discussões atuais não são mais sobre a possibilidade de competição no varejo ou de acesso direto às redes, mas de como implementar tais medidas. As três empresas privadas afetadas pela decisão da comissão de energia se reuniram e criaram um grupo, denominado de “Western Power Exchange” (Wepex), para avaliar as questões relacionadas à implementação da nova estrutura de mercado no varejo. A Wepex tinha como responsabilidade a avaliação de três tópicos com um prazo até o final de abril de 1996, estes tópicos eram:

- Aprovação para criar uma nova instituição, o operador independente do sistema (ISO), que proveria o acesso direto ao uso das redes de transmissão para o atacado e varejo, bem como a aprovação para transferir o controle da operação e controle sobre uma grande parte das redes de transmissão das empresas de eletricidade para o operador independente.
- Aprovação para criar uma bolsa de energia (PX) que administraria o mercado à vista ou spot de eletricidade da Califórnia e a aprovação para que as companhias de eletricidade vendessem sua energia na PX a preços estabelecidos pela estrutura de mercado.
- Determinação da separação da transmissão, sobre a qual a Comissão Federal de Energia teria jurisdição, e da distribuição, que seria provavelmente regulamentada pelos estados.

2.6.7 Brasil

Seguindo a tendência mundial de reestruturação do setor elétrico, não por modismo, mas por necessidade de se ter um sistema de suprimento de eletricidade que impulse a indústria brasileira associada fornecendo a base para uma economia mais competitiva, o Governo Federal contratou uma equipe de consultores bem como montou grupos técnicos para lhes dar apoio a análise das questões pertinentes a reestruturação do setor elétrico brasileiro^[8].

Primeiramente insere-se a competição no segmento de produção de energia elétrica e cria-se um mercado de energia no atacado, este mercado determinará os preços à vista que servirão de referência para toda a energia elétrica transacionada no sistema interconectado. Os principais objetivos que o mercado de eletricidade deve atender são:

- Assegurar um sistema eficiente de negociação de eletricidade facilitando as transações e permitindo uma total informação das condições do mercado. Este mercado deve operar sem prejudicar a operação dos sistemas de potência atendendo ao critério do custo mínimo e prover condições para que os agentes possam transacionar sua energia em qualquer escala de tempo de acordo com suas necessidades específicas.
- Prover uma estrutura onde os geradores possam negociar sua energia de forma não contratada se assim desejarem tendo a garantia de total remuneração de seus custos de

produção. A maioria da energia deverá provavelmente continuar sendo transacionada via contratos bilaterais, tais contratos, no entanto não deverão ser compulsórios e o mercado deve criar mecanismos para que estas negociações possam ser realizadas da melhor forma possível.

- Em uma segunda etapa, estender a competição ao varejo provendo uma estrutura que permita com que geradores possam negociar diretamente com os comercializadores de eletricidade dando deste modo opções para que consumidores livres escolham de quem comprar sua energia.
- Sinalizar com precisão o valor da eletricidade para geradores e consumidores para que haja uma correta operação e expansão do sistema segundo critérios de mínimo custo.
- Facilitar investimentos na geração para o setor privado permitindo a operação e expansão do sistema de modo a garantir que o sistema opere sempre em condições de satisfazer seus usuários de maneira adequada.

Os objetivos dos contratos bilaterais no novo contexto são:

- A gerência do risco financeiro é o principal objetivo dos contratos bilaterais. Eles permitem a redução da exposição à volatilidade dos preços da eletricidade. Criando um portfolio composto de contratos de vários tipos, os comercializadores podem otimizar o grau de exposição ao risco.
- No mercado de eletricidade os contratos bilaterais não implicam necessariamente na entrega física da eletricidade ou na obrigatoriedade de recebimento desta. Estes contratos são somente instrumentos financeiros para gestão do risco como já mencionado.
- Devido a natureza destes contratos, não deve haver restrições sobre a realização dos mesmos, tais contratos deverão somente ter como base princípios comerciais.

- O risco será um fator importante na determinação dos preços dos contratos, bem como o prazo de vencimento. Geradores e comercializadores deverão levar em conta tais variáveis quando na avaliação destes contratos.
- Os contratos bilaterais não precisam ser exclusivamente entre geradores e comercializadores. Contratos entre dois geradores ou entre dois comercializadores também podem ser usados para a gerência do risco, principalmente em se tratando de um sistema basicamente hidrelétrico.
- Como contratos bilaterais não implicam necessariamente na entrega física do produto ou na obrigatoriedade de recebimento, não devem ser usados como base para avaliação de déficit. Impor condições não comerciais nos contratos pode ser complexo e até criar incentivos perversos para todos os agentes do mercado.
- A estrutura do mercado de energia sugerida pelos consultores deve ter as seguintes características:
- Deve haver um mercado restrito no qual geradores hidrelétricos submetam os dados técnicos de suas centrais e geradores térmicos quanto a sua disponibilidade e custo acordado.
- Os preços a vista praticados pelo mercado deverão ser calculados a partir do processo de otimização e devem refletir o valor da água no horizonte de tempo para o qual os preços serão calculados. Estes preços devem, pelo menos inicialmente, ser calculados antes do despacho real sob condições nominais de operação.
- Os preços da eletricidade deverão ser claramente definidos para um pequeno número de zonas elétricas. As diferenças dos preços da eletricidade entre estas zonas devem refletir os efeitos de restrição de carregamento e perdas. O operador do sistema deve coletar a diferença destes preços da energia com o preço exercido pelo mercado e colocar em um fundo que vise investimentos destinados a reduzir tais restrições.

- Unidades termelétricas produzindo eletricidade para atender a uma demanda devem ser pagas integralmente com base no processo de otimização. Unidades termelétricas produzindo eletricidade para atender restrições de tensão não devem ser pagas com base no mesmo processo, devem ser pagas pelo serviço que estão prestando (serviços ancilares).

O modelo brasileiro é composto basicamente de 4 submercados, esboçado abaixo com suas respectivas interligações:

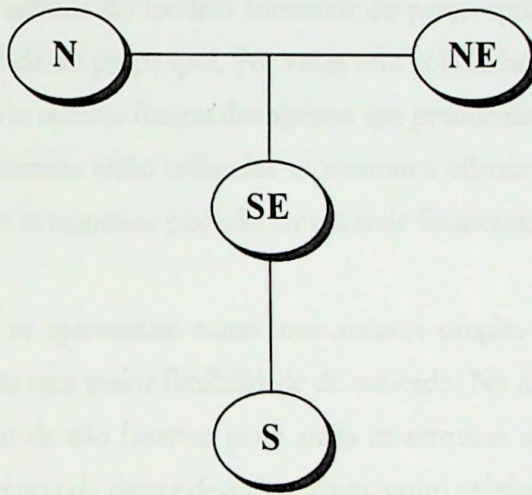


Figura 2.3 – Configuração dos submercados de eletricidade no Brasil

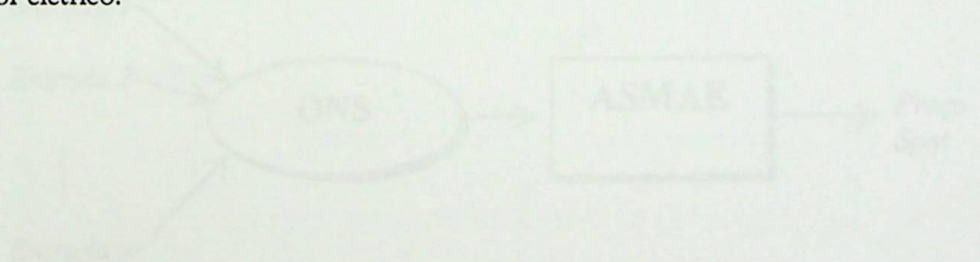
Cada submercado terá um preço estipulado pelo programa de otimização. Caso não houvesse restrição de carregamento das linhas de transmissão, os preços que seriam praticados em cada submercado seriam iguais.

No caso de haver déficit em um determinado submercado e devido a problemas de restrição de transmissão existir a impossibilidade de importação de energia de outro submercado, este sofrerá uma elevação de seus preços em relação a submercados não deficitários. Logo, no modelo brasileiro, as diferenças relativas de preços spot praticadas em cada submercado serão consequência das restrições de transmissão.

Para amortecer os prejuízos que os geradores hidrelétricos possam vir a ter devido a uma série de vazões desfavoráveis, foi criado um mecanismo denominado de mecanismo de realocação de energia. A finalidade disto é dividir os prejuízos e lucros provenientes de hidrologias desfavoráveis e favoráveis que ocorram no sistema criando uma espécie de amortecimento da variação das receitas de centrais hidrelétricas. Este mecanismo tende a minimizar o risco hidrológico para os geradores hidráulicos.

Devido as variáveis de entrada do modelo formador do preço spot serem estocásticas, será observada uma volatilidade do preço spot. Por vezes esta volatilidade pode se tornar fonte de grande incerteza quanto as receitas futuras dos agentes que produzem e consomem eletricidade. Para neutralizar esta incerteza serão utilizados os contratos bilaterais de compra e venda de eletricidade, deste modo as empresas poderão ter controle financeiro sobre suas operações.

Os contratos bilaterais se apresentam como instrumentos simples para a gerência do risco, entretanto não permitem uma maior flexibilidade do mercado. No capítulo 5 serão abordados instrumentos que apesar de não fazerem parte ainda da estrutura do setor, apresentam uma grande utilidade em gerência de risco e deverão em um futuro próximo fazer parte do cotidiano do setor elétrico.



Capítulo 3

CONSTRUÇÃO DE UM SISTEMA MODELO PARA SIMULAÇÃO DOS PREÇOS SPOT DA ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Introdução

Devido à nova estrutura do setor elétrico se verificará uma volatilização dos preços a vista (spot) da eletricidade resultante das variações de disponibilidade e custo de produção da energia elétrica bem como das variações de demanda requisitadas pelas cargas que compõe o sistema. Por questões de otimização do parque gerador hidrotérmico, que supre o sistema, o despacho das unidades será centralizado e realizado por um órgão independente (ONS), que também determinará o preço à vista da energia elétrica.

O procedimento para determinação dos preços a vista da energia elétrica será resultante de uma metodologia de tratamento dos dados e posterior alimentação em um modelo matemático, ambos realizados pelo ONS. Pode-se visualizar o procedimento como:

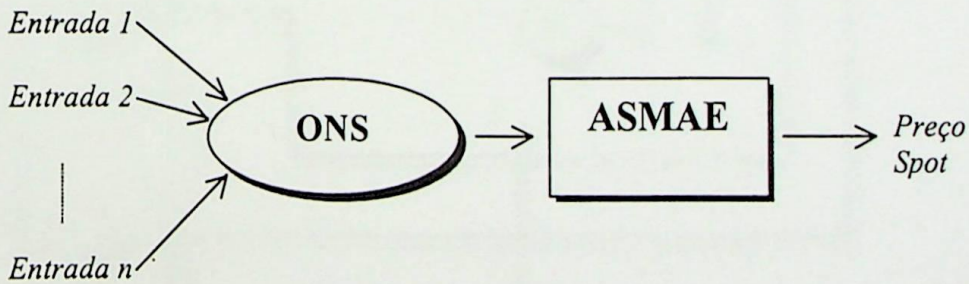


Figura 3.1 – Procedimento de determinação dos preços spot

Dado que as entradas do modelo são processos que possuem um grau de previsibilidade razoável, acredita-se ser possível estimar os valores futuros das variáveis de entrada, tratar estes dados e alimentar o modelo, determinando com razoável precisão a dinâmica dos preços spot futuros da eletricidade. O conhecimento da dinâmica dos preços spot será de fundamental importância para a avaliação dos contratos bilaterais e para o desenvolvimento de estratégias de ganho no mercado de energia. Estas estratégias devem ser vistas como algo bom para o sistema e não como mera operação oportunista, conforme será melhor explicado no capítulo 5. O objetivo

deste trabalho, entretanto, não será o de mostrar como operar estratégias especulativas e sim de proteção contra a oscilação de preços.

O conjunto de programas computacionais que geram os preços do mercado spot ainda se encontram em fase de construção. Será considerada neste trabalho uma modelagem simplificada para simulação dos preços spot. A modelagem utilizada será aplicada a um sistema de pequeno porte mostrado na fig. 3.2, que servirá aos objetivos do estudo em questão.

A utilização deste sistema tem como finalidade a obtenção de uma série de preços spot, fornecendo uma massa de dados para uma análise o mais realista possível das características inerentes à formação dos preços no mercado de energia elétrica que ainda não existe. Na medida do possível será feita a ligação com o procedimento real que será implantado no Brasil.

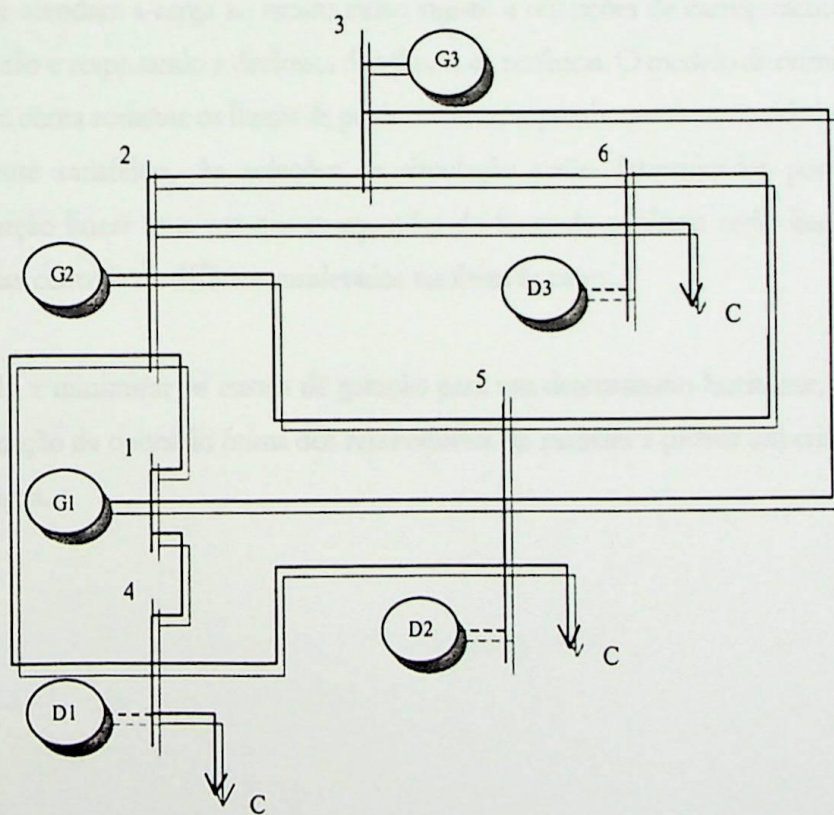


Figura 3.2 – Topologia do modelo de estudo

Os geradores G1, G2 e G3 são hidrelétricas e D1, D2 e D3 são centrais térmicas fictícias. As potências despachadas por estas últimas representam os cortes de carga ocorridos em suas respectivas barras e, portanto, seus custos de geração representam os custos de não atendimento da demanda para estas barras, também conhecido como custo do déficit.

As centrais de déficit são incluídas no modelo de otimização para que este forneça sempre soluções factíveis para o despacho das unidades geradoras. Caso não fosse assim, quando a demanda ultrapassasse a geração não haveria solução viável, pois pela exigência de balanço do sistema a geração deve ser igual a demanda e não haveria geração disponível para verificar esta equação.

Deve-se proceder à determinação das potências despachadas pelas centrais G1, G2, G3, D1, D2 e D3 que atendam a carga ao menor custo sujeito a restrições de carregamento das linhas de transmissão e respeitando a dinâmica dos fluxos de potência. O modelo de otimização utilizado levará em conta somente os fluxos de potência ativa, supondo que as necessidades de reativo são plenamente satisfeitas. As soluções da simulação serão determinadas por algoritmos de programação linear uma vez que as equações do fluxo de potência serão linearizadas^[4] e os custos das centrais de déficit considerados também lineares.

De modo a minimizar os custos de geração para um determinado horizonte, será realizada a determinação da operação ótima dos reservatórios de maneira a prover um critério racional de uso da água.

3.2 Equações do modelo de estudo

As quantidades despachadas pelas diversas centrais que compõe o sistema de estudo serão determinadas por um algoritmo de programação linear para o modelo abaixo^{[23]; [34]}.

$$\text{Min} \quad \text{Custo} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^6 c_k \cdot g_{kt} \quad \text{Eq. 3.1}$$

s.a.

Equações do Balanço Hídrico:

$$V_{k,t+1} = V_{k,t} + Q_{a_{k,t}} - Q_{t_{k,t}} - Q_{v_{k,t}} \quad \text{Eq. 3.2}$$

Equação do Balanço de Potência: (Desprezando-se as perdas)

$$P_{gerada} + P_{deficit} = P_{consumida} \quad \text{Eq. 3.3}$$

Equações do Fluxo de Potência:

$$[P] = -[Y] \cdot [\theta] \quad \text{Eq. 3.4}$$

Limites Operacionais das Centrais:

$$\begin{aligned} 0 &\leq Q_{t_k} \leq Q_{t_k \text{ máx}} \\ 0 &\leq V_k \leq V_k \text{ máx} \\ 0 &\leq g_k \leq g_k \text{ máx} \end{aligned} \quad \text{Eq. 3.5}$$

Limites de Carregamento das Linhas de Transmissão:

$$\begin{aligned} -Y_{ik} \cdot (\theta_i - \theta_k) &\leq P_{ik \text{ máx}} \\ \text{para } i &\neq k \end{aligned} \quad \text{Eq. 3.6}$$

As variáveis utilizadas no modelo são:

T	Horizonte de Planejamento
c_k	Custo de Geração da Central k (considerados constantes)
g_k	Potência Ativa Gerada pela Central k
$V_{k,t}$	Volume do Reservatório da Central k no Período t
$Q^a_{k,t}$	Vazão Afluente na Central k no Período t
$Q^t_{k,t}$	Vazão Turbinada na Central k no Período t
$Q^v_{k,t}$	Vazão Vertida na Central k no Período t

A potência gerada pelas centrais hidrelétricas relaciona-se com os valores de vazão turbinada pela equação:

$$g_k = \rho_k \cdot Q^t_{k,t} \quad \text{Eq. 3.7}$$

onde ρ , simplificada, é considerado uma constante para cada central e representa a produtividade da central. Por motivo de simplificação, para o exemplo 3.1, os custos não serão reajustados no tempo devido a suposição de que o valor do dinheiro se mantém constante ao longo deste.

Analisando-se um exemplo mais simplificado é possível se observar certas características da solução deste tipo de problema. Seja o sistema de barra única composto por uma central hidrelétrica, uma térmica e uma central fictícia representando o déficit. Este sistema representado pela fig. 3.3 agora não possui restrição de transporte e alimenta uma única carga.

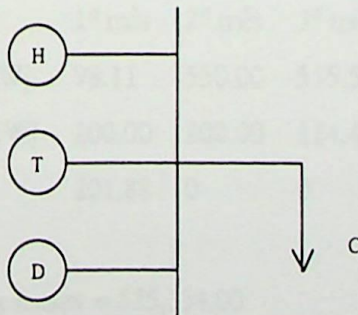


Figura 3.3 – Sistema de barra única

O problema pode ser escrito na forma:^[10]

$$\text{Min } \text{Custo} = C_t \cdot T_1 + C_d \cdot D_1 + C_t \cdot T_2 + C_d \cdot D_2 + C_t \cdot T_3 + C_d \cdot D_3 \quad \text{Eq. 3.8}$$

$$\text{s.a.} \quad \begin{aligned} A \cdot x &\leq b \\ x &\geq 0 \end{aligned}$$

Exemplo 3.1

Custo de geração térmica = \$100.00

Custo do corte de carga = \$1,000.00

Fator de produção (ρ) = 85.92

Vazão máxima de turbinamento = 6.5 [m³/s]

Capacidade máxima da térmica = 200 [KW]

Volume inicial do reservatório = 3.000.000 [m³/s]

Tomando-se como conhecidas as vazões afluentes e demandas futuras abaixo para um período de três meses:

	1º mês	2º mês	3º mês
Vazão Afluente [m ³ /s]	4.00	3.50	6.00
Demanda [KW]	500	750	630

Tem-se o seguinte despacho ótimo:

	1º mês	2º mês	3º mês
Geração hidrelétrica [KW]	98.11	550.00	515.52
Geração termelétrica [KW]	200.00	200.00	114.48
Corte de carga [KW]	201.88	0	0

Custo total de operação nos três meses = \$25,334.00

A matriz **A** do exemplo anterior possui uma estrutura interna composta de submatrizes como a observada na matriz abaixo:^[16]

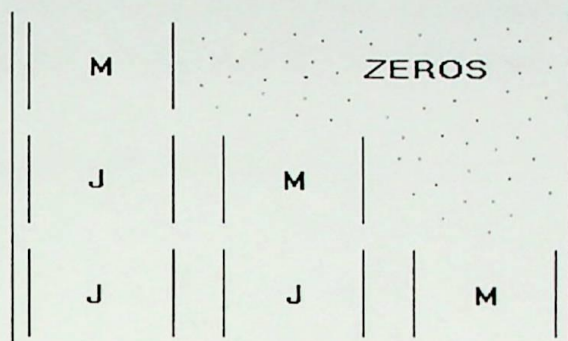


Figura 3.4 - Matriz A

O problema de minimização dos custos de operação para cada mês isoladamente poderia ser escrito na seguinte forma:

$$\text{Min } \text{Custo} = C_t \cdot T + C_d \cdot D \quad \text{Eq. 3.9}$$

$$\text{s.a.} \quad \begin{array}{l} M \cdot x \leq b' \\ x \geq 0 \end{array}$$

O custo deste problema é na melhor das hipóteses igual ao do problema dos três períodos e tende a ser tanto maior quanto forem as restrições do problema. Devido a esparsidade da matriz **A** e de suas dimensões geralmente elevadas, a solução para o problema de otimização do exemplo anterior pode se tornar inviável para problemas reais. Utilizando-se da estrutura observada na matriz **A** será abordada uma metodologia que leva em conta o acoplamento temporal observado nos subproblemas de otimização para cada estágio. Esta metodologia se baseia na obtenção da solução ótima devido a inserção de hiperplanos que levam em conta o custo futuro do vertimento da água limitando o espaço poliédrico n-dimensional no qual a solução ótima se encontra, realizando a convergência da solução ótima dentro de um limite de erro pré-definido.

3.3 Decomposição de Benders

Para simplificar a exposição da metodologia será usado como exemplo um problema de apenas dois estágios. Matematicamente podemos escrever o problema como:

Minimizar a função objetivo global: $Custo = c \cdot x + d \cdot y$ Eq. 3.10

Sujeito às restrições:

$$A \cdot x \geq b$$

$$E \cdot x + F \cdot y \geq g$$

Onde:

Custo	É a relação de soma dos custos incorridos em cada período.
x	É o vetor de variáveis do primeiro período.
y	É o vetor de variáveis do segundo período.

Como já mencionado, a obtenção da solução do problema acima de maneira direta é impraticável dada as dimensões do problema, logo se resolve iterativamente.

No primeiro estágio uma decisão viável x^* é obtida, sendo respeitada as suas restrições, resolvendo-se o problema de programação linear abaixo.

Minimizar a função objetivo: $Custo = c \cdot x$ Eq. 3.11

Sujeito às restrições:

$$A \cdot x \geq b$$

No segundo estágio uma decisão viável y^* é obtida, conhecendo-se a solução do primeiro estágio x^* , resolvendo-se o problema de programação linear a seguir:

Minimizar a função objetivo: $Custo = d \cdot y$ Eq. 3.12

Sujeito às restrições:

$$F \cdot y \geq g - E \cdot x^*$$

O problema é então determinar o par (x^*, y^*) que irá minimizar a função objetivo global.

Pode-se observar que a solução do primeiro estágio é uma função da solução do segundo.

Pode-se escrever o problema de dois estágios da seguinte maneira:

Minimizar: $Custo = c \cdot x + \alpha$ Eq. 3.13

Sujeito à

$$A \cdot x \geq b$$

Onde α é uma variável auxiliar que representa o custo das consequências futuras dada uma decisão do primeiro estágio. Deste modo traz-se o problema do segundo estágio para dentro do primeiro. A metodologia de Benders³⁴ possibilita, com o uso da variável auxiliar α chamada de corte de Benders, reduzir o espaço poliédrico n-dimensional no qual a solução ótima é um vértice.

Desta maneira a cada nova iteração o par (x^*, y^*) converge para a solução ótima do horizonte de análise. A redução do espaço poliédrico é conseguida através da inserção de restrições para α como será visto a seguir.

Pelas condições de Kuhn-Tucker³⁷ sabe-se que no ponto ótimo o valor da função primal é igual ao valor da função dual, isto pode ser escrito matematicamente como:

$$c' \cdot x = b' \cdot w$$
 Eq. 3.14

Logo, o corte de Benders que representa o custo do segundo estágio, conhecido o vetor x^* , é:

$$\alpha = d' \cdot y = (g - E \cdot x^*)' \cdot w$$
 Eq. 3.15

Ou, transpondo-se ambos os lados, pode-se escrever:

$$\alpha = w^t \cdot (g - E \cdot x^*) \quad \text{Eq. 3.16}$$

Uma vez determinados os valores das variáveis duais (w) do segundo estágio, dado uma decisão do primeiro. Quaisquer outros valores de variáveis primais do primeiro estágio farão com que o lado direito da equação não atinja seu valor máximo não verificando a igualdade.

Logo para um vetor x qualquer tem-se:

$$\alpha \geq w^t \cdot (g - E \cdot x) \quad \text{Eq. 3.17}$$

Então uma vez que as variáveis duais do segundo estágio foram determinadas para um conjunto de variáveis primais do primeiro estágio, determina-se as novas variáveis primais do primeiro estágio na presença da nova restrição abaixo:

$$w^t \cdot E \cdot x + \alpha \geq w^t \cdot g \quad \text{Eq. 3.18}$$

Observa-se que se somarmos os custos de cada estágio isoladamente, para o problema da coordenação hidrotérmica, sem levar em conta a operação planejada de todo o período, o valor da função objetivo global se apresentará maior ou igual ao valor que apresentaria com o planejamento dos recursos hídricos. Logo este será um valor máximo para a função global.

De maneira análoga, o valor da função objetivo terá seu valor mínimo calculando-se o vetor x para o problema inicial fazendo α bem baixo ou de preferência zero, pois seu valor será menor ou igual ao valor ótimo. Isto ocorre porque se sacrifica um custo menor de um estágio isoladamente em benefício da otimização como um todo.

O algoritmo de convergência tem a seguinte estrutura:

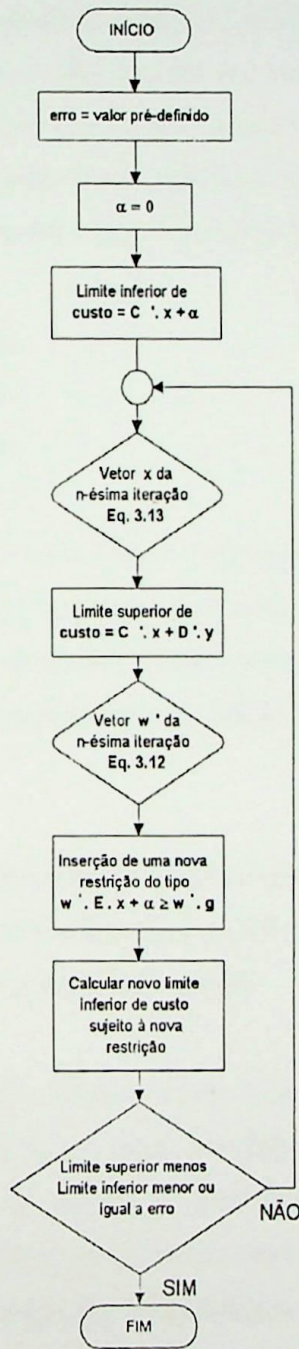


Figura 3.5 - Algoritmo de Benders para a solução de problemas multi-estágio

3.4 Considerações sobre o modelo de otimização brasileiro

Observa-se que a modelagem apresentada realiza a otimização do sistema com a mesma discretização para a parte energética e elétrica, resolvendo um algoritmo de programação linear para as equações relacionadas tanto ao planejamento energético de longo prazo quanto ao de curto prazo. No caso do sistema brasileiro está previsto a otimização energética e elétrica do sistema sendo realizada basicamente em 3 tipos de subproblemas: ^[34]

1. Programação de longo prazo
2. Programação de médio prazo
3. Programação de curto prazo

A programação de longo prazo leva em conta a regularização plurianual dos reservatórios, trazendo para o presente o custo de escassez e de geração térmica. Esta programação é determinada por algoritmos de programação dinâmica estocástica, que produz para cada mês tabelas com a quantidade ótima de geração térmica e hidráulica, em função do armazenamento agregado do sistema.

A programação de médio prazo determina o despacho das centrais hidrelétricas desagregadas dado os níveis de reservatório de cada central em particular. A discretização é mista sendo no primeiro mês semanal e nos meses subsequentes mensal.

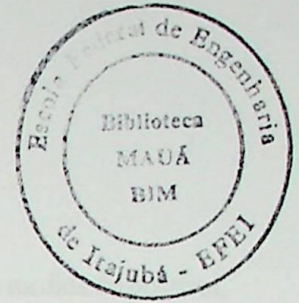
A programação de curto prazo tem o objetivo de fazer o despacho horário com um horizonte semanal. Neste caso a malha elétrica é considerada incluindo as restrições de carregamento das linhas de transmissão, problemas de estabilidade e restrições de tensão. O procedimento para trazer para o presente os custos futuros relacionados com o planejamento energético utiliza a técnica já mencionada para a otimização dos vários estágios.

3.5 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada uma modelagem simplificada para otimização da operação de sistemas hidrotérmicos considerando a transmissão. Esta simulação apesar de simplificada leva em conta os princípios básicos utilizados pelo conjunto de programas que realizarão o planejamento da operação eletro-energética do sistema brasileiro.

O sistema elétrico simulado leva em conta problemas como centrais com vazões afluentes correlacionadas bem como cargas com demandas correlacionadas e realiza o planejamento elétrico e energético tentando minimizar o custo de geração. Desta maneira pode-se obter uma série de preços spot com características similares aquelas que devem ser observadas na prática quando o mercado de energia elétrica estiver em operação.

Cabe ressaltar que o desenvolvimento de um modelo de otimização não é o foco deste trabalho, pois se acredita ser possível a utilização do conjunto de programas criados pelo CEPEL, possibilitando uma base comum na investigação da dinâmica dos preços spot da energia elétrica.



Capítulo 4

ESTIMAÇÃO DA DINÂMICA DOS PREÇOS SPOT DA ENERGIA ELÉTRICA E QUANTIFICAÇÃO DO RISCO

4.1 Introdução

Uma série de tempo é um conjunto de observações ordenadas no tempo ou em outra dimensão. Neste trabalho serão consideradas séries de tempo discretas. A série original pode ser contínua, entretanto com leituras discretas em intervalos geralmente iguais de tempo pode-se obter uma amostra discreta do referido processo.

Se for possível estimar o comportamento futuro de uma série de tempo de maneira precisa, esta série então é dita determinística e não há necessidade de maiores investigações. Caso contrário existe uma estrutura que pode ser aferida estatisticamente e que permite somente o conhecimento do comportamento probabilístico futuro. É este ultimo tipo de série que este trabalho aborda.

Uma série estatística pode ser considerada como uma única realização de um processo estocástico qualquer. Em geral é impossível obter outras realizações do processo, i.e., ninguém pode recomençar a operação de um sistema econômico ou de tempo para observar que outros padrões de comportamento estes sistemas seguem.

O estudo destas séries neste trabalho tem por objetivo ajustar uma estrutura que imite o processo gerador da série de estudo de maneira satisfatória. Permitindo com que se possa por simulação quantificar, de modo apreciável, a probabilidade com que determinados valores futuros aparecem. Os processos estudados neste trabalho serão univariados, pois se acredita que modelos mais parcimoniosos possam apresentar melhores resultados.

Quando o tratamento da série é voltado para processos estocásticos contínuos os processos são modelados com base em equações diferenciais. Para séries discretas a modelagem utiliza as equações à diferença. A análise das equações à diferença será suprimida neste trabalho, sendo

deixada para consulta nas referências [2]; [3] e [27]. Entretanto se tentará, na medida do possível, desenvolver algumas demonstrações, embora enfatizando a aplicação destes conhecimentos para o ajuste de um modelo para quantificação do risco.

Este capítulo inicia-se com a apresentação dos modelos que serão supostos os únicos modelos possíveis de geração de preços spot. Serão mostradas algumas das propriedades destes modelos e como um determinado choque perturba sua dinâmica, embora só seja demonstrado para um caso particular.

Em seguida será exposto o problema da correlação espacial, que já faz parte do programa de despacho desenvolvido pelo CEPEL^[19], mostrando a importância desta na simulação. Serão estudadas duas funções que serão de grande valia para o ajuste do modelo gerador, as funções de autocorrelação e autocorrelação parcial.

Uma vez que a teoria foi construída, será realizado o ajuste do modelo usando o software **EViews**^[36], com posterior verificação da adequação das estruturas estimadas na modelagem futura. Não serão abordados, neste trabalho, os métodos de estimação dos parâmetros do modelo.

Por fim será feita uma simulação de modo a se obter uma grande quantidade de realizações do referido processo e então se poder quantificar as probabilidades associadas a determinados valores de preço spot de eletricidade.

4.2 Apresentação dos modelos AR, MA e ARMA

Este estudo se baseia em 3 modelos de estrutura de séries de tempo, são eles: [9]; [27]

Modelo auto-regressivo de ordem p: AR(p)

$$x_t = c + \phi_1 \cdot x_{t-1} + \phi_2 \cdot x_{t-2} + \dots + \phi_p \cdot x_{t-p} + e_t \quad \text{Eq. 4.1}$$

Modelo média móvel de ordem q: MA(q)

$$x_t = c + e_t + \theta_1 \cdot e_{t-1} + \theta_2 \cdot e_{t-2} + \dots + \theta_q \cdot e_{t-q} \quad \text{Eq. 4.2}$$

Modelo auto-regressivo média móvel de ordem (p,q): ARMA(p,q)

$$x_t = c + \phi_1 \cdot x_{t-1} + \dots + \phi_p \cdot x_{t-p} + e_t + \theta_1 \cdot e_{t-1} + \dots + \theta_q \cdot e_{t-q} \quad \text{Eq. 4.3}$$

Observa-se que estes modelos tentam explicar a variável de estudo como função de seus valores passados e de ruídos brancos (e) defasados ou não. Os parâmetros ϕ e θ são as constantes a serem estimadas e x_{t-i} são os valores defasados. Estes modelos são ditos estacionários, pois apresentam as seguintes características: [9]; [38]

- Média constante
- Covariância da variável no instante t e no instante t+h é constante para todo h

Geralmente as séries de dados apresentam não estacionariedade, logo é necessário se proceder a um tratamento destes para que se possa torná-los estacionários e então ajustá-los a um dos modelos já descritos. Entretanto, será deixado para depois o problema do tratamento e ajuste dos dados de entrada para que se possa discorrer sobre um outro problema, a correlação entre séries.

4.3 Geração de séries sintéticas com correlação espacial

Para a simulação será feita a suposição de que:

- As centrais 1 e 2 do caso exemplo estão localizadas bem próximas entre si, de modo que as vazões afluentes apresentem alto índice de correlação. Isto ocorre devido à estas duas centrais estarem sujeitas as mesmas condições físico-climáticas. A central 3 está situada bem afastada e em outra bacia de modo que as precipitações ocorridas nos sítios 1 e 2 não tem relação nenhuma com suas vazões afluentes, apresentando deste modo um índice de correlação de vazões afluentes zero em relação aos sítios 1 e 2.

As seis entradas do modelo, 3 de vazão e 3 de demanda, são afetadas pelos choques advindos da componente aleatória ou ruído branco, que por sua vez estão inter-relacionadas. O interesse agora é criar séries sintéticas possíveis de serem observadas na prática. Entretanto os computadores conseguem gerar somente números pseudoaleatórios totalmente não correlacionados.

A utilização de erros totalmente não correlacionados produz uma incoerência. Seja o exemplo de uma chuva inesperada no sítio 1, isto iria ocasionar um aumento da vazão do sítio 1 devido a um choque que também gera um aumento da vazão do sítio 2. Com correlação zero este fato não é levado em conta na simulação.

A tentativa de se usar correlação total também produz uma incoerência, pois qualquer choque de queda ou aumento será também totalmente computado nas outras entradas, isto pode gerar uma hipersensibilidade irreal do modelo que será tanto maior quanto for a participação do erro no valor da entrada.

Para resolver o problema deve-se transformar o vetor de erros não correlacionados em um vetor de erros correlacionados segundo suas respectivas intercorrelações. Para isto será usado o conceito de covariância, onde:^[17]

$$Corr(x, y) = \frac{Cov(x, y)}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \quad \text{Eq. 4.4}$$

e

$$Cov(x, y) = E\{(x - \bar{x}) \cdot (y - \bar{y})\} \quad \text{Eq. 4.5}$$

Será construída uma matriz de variâncias e covariâncias estimadas para as séries de estudo. A matriz de covariância deve ser de posto completo^[28], i.e., suas colunas devem ser linearmente independentes entre si. Sejam para fins de exemplificação duas séries de ruídos brancos gaussianos, com vinte observações, independentemente geradas e com variância unitária.

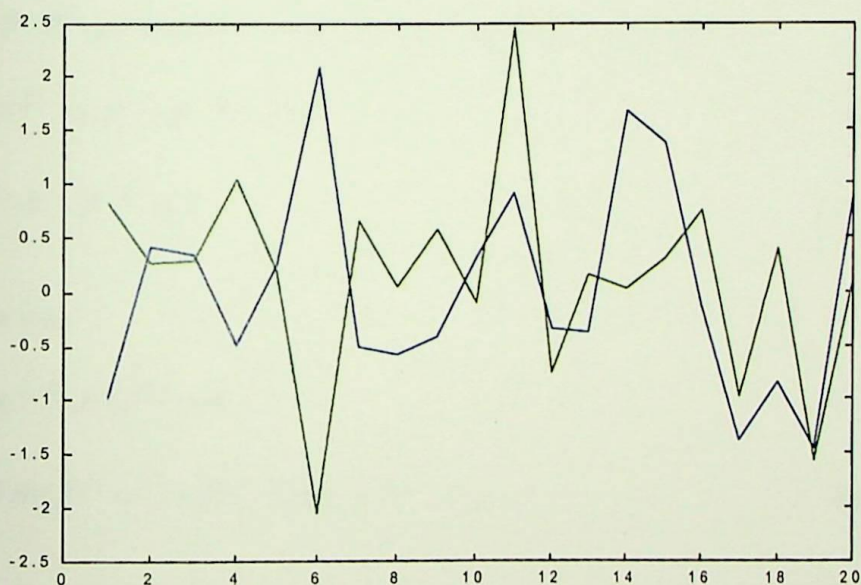


Figura 4.1 - Duas séries de ruído branco gaussiano

Como já comentado pode-se observar que determinados choques ocorridos em uma série são completamente dissociados dos choques ocorridos na outra (Fig.4.1).

Seja $e^* \sim N(0; \sigma^2 \cdot V)$ um ruído branco gaussiano advindo de uma normal com média zero e variância $\sigma^2 \cdot V$, onde V é a matriz de covariâncias, obter por meio de transformação $e \sim N(0; \sigma^2 \cdot I)$, onde I é a matriz identidade.

Se for possível realizar a decomposição $V = P \cdot P^t$, onde P é uma matriz triangular inferior com os elementos de sua diagonal positivos, dizemos que V é uma matriz positiva definida e é possível mostrar que esta decomposição é única^[28]. Esta decomposição é conhecida como decomposição de Cholesky^[33] e uma vez determinada a matriz P , procede-se a transformação:

$$e = P^{-1} \cdot e^* \quad \text{Eq. 4.6}$$

Seja $V = P \cdot P^t$, procedendo as seguintes pré e pós multiplicações tem-se:

$$P^{-1} \cdot V \cdot P^{-1t} \rightarrow P^{-1} \cdot P \cdot P^t \cdot P^{-1t} \quad \text{Eq. 4.7}$$

$$\text{logo } P^{-1} \cdot V \cdot P^{-1t} = I \quad \text{Eq. 4.8}$$

Observa-se que:

$$E(e) = P^{-1} \cdot E(e^*) = 0 \quad \text{Eq. 4.9}$$

$$\text{Var}(e) = \text{Var}(P^{-1} \cdot e^*) = P^{-1} \cdot \text{Var}(e^*) \cdot P^{-1t} = \sigma^2 \cdot I \quad \text{Eq. 4.10}$$

Desta maneira se comprova que a transformação é eficiente. Para o processo inverso faz-se:^{[13];[24]}

$$e^* = P \cdot e \quad \text{Eq. 4.11}$$

Exemplo 4.1

Seja a matriz de covariâncias e sua decomposição de Cholesky abaixo:

$$\begin{vmatrix} 1 & 0.9 \\ 0.9 & 1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0.9 & 0.43589 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 0.9 \\ 0 & 0.43589 \end{vmatrix} \quad \text{Eq. 4.12}$$

Realizando a transformação da matriz de erros não correlacionados segundo a matriz de covariância dada acima se obtém os ruídos brancos correlacionados abaixo:

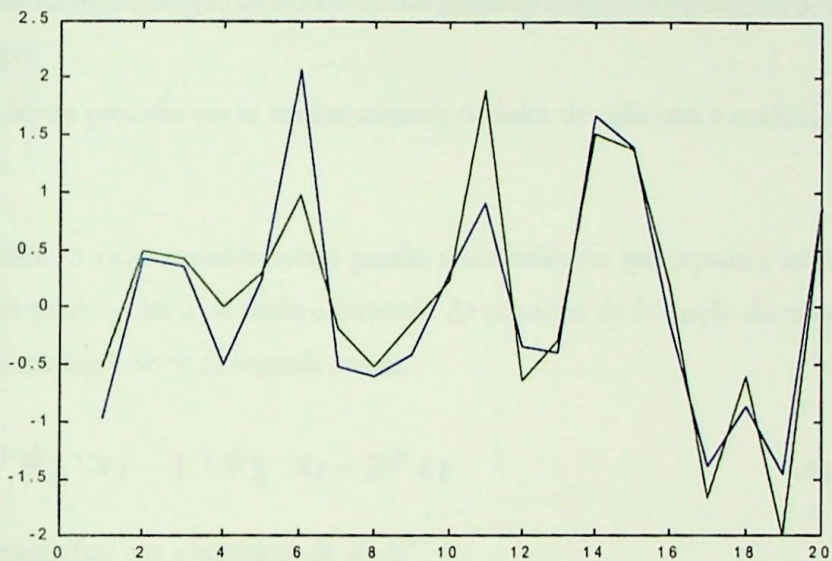


Figura 4.2 - Duas séries de ruídos correlacionados

Observa-se agora que a matriz de erros após a transformação apresenta alta covariância, os valores das covariâncias estimadas das séries tendem assintoticamente para os valores determinados pela matriz de covariâncias a medida que o tamanho da amostra tende para o infinito.

4.4 Simulação da operação e determinação dos preços spot

A metodologia discutida neste trabalho tem por finalidade estimar as entradas futuras do modelo e uma vez feito isto alimentá-lo obtendo-se os preços spot futuros. Entretanto ao invés de se estimar os parâmetros dos processos de entrada serão estimados os parâmetros do processo gerador da saída do modelo. A causa disto advém do fato de podermos solucionar dois problemas de uma só vez, são eles:

- Exemplo da determinação do modelo e consequente estimação dos parâmetros de uma série de tempo.
- Avaliação da precisão em se analisar somente os dados de saída sem o conhecimento do modelo.

Para alimentar o caso exemplo foram geradas séries sintéticas que captam a essência dos mecanismos de ocorrência de vazão e demanda. As estruturas de formação das séries foram processos auto-regressivos de segunda ordem.

$$x_t = c + \phi_1 \cdot x_{t-1} + \phi_2 \cdot x_{t-2} + e_t \quad \text{Eq. 4.13}$$

Pode-se demonstrar que a esperança de x_t é:⁴

$$\frac{c}{1 - \phi_1 - \phi_2} \quad \text{Eq. 4.14}$$

Desta maneira foram construídos os processos estocásticos de entrada com discretização diária que tinham como média os seguintes valores:

Tabela 4.1 - Valores médios de vazão afluente e demanda

Vazão afluente da equação da barra 1	35 [m ³ /s]
Vazão afluente da equação da barra 2	6 [m ³ /s]
Vazão afluente da equação da barra 3	4 [m ³ /s]
Demanda da barra 4	60 [MW]
Demanda da barra 5	80 [MW]
Demanda da barra 6	120 [MW]

Uma vez que tais processos haviam sido gerados, foram adicionadas componentes sazonais com periodicidade de 365 dias com as seguintes variações:

Tabela 4.2 - Variações sazonais das séries geradas

barra 1	28%
barra 2	66%
barra 3	56%
barra 4	30%
barra 5	30%
barra 6	30%

As barras 4, 5 e 6 tiveram ainda uma tendência de crescimento de 5% para todo o período de simulação.

Os preços spot determinados pelo modelo para um histórico de 84 dias apresentaram a seguinte oscilação.

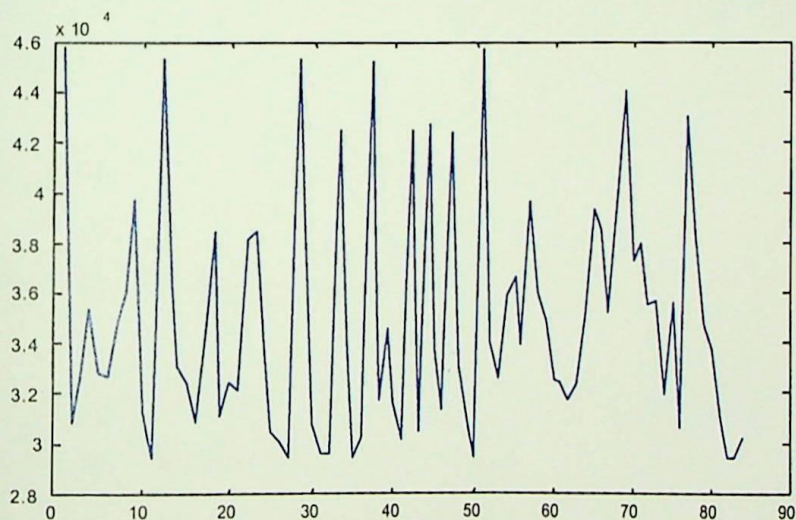


Figura 4.3 - Série simulada de preços spot

Para desenvolver a metodologia de estimação do processo estocástico gerador de preços spot foi feito uma divisão da série. Os primeiros 50 dias foram utilizados para levantamento dos possíveis modelos e estimação dos seus parâmetros. Os 34 dias restantes foram utilizados para verificação e escolha do modelo que será utilizado como processo originador dos dados.

4.5 Ferramentas para o reconhecimento do padrão da série

A metodologia de levantamento do modelo utilizada é a técnica de Box – Jenkins para ajuste de séries de tempo. Esta metodologia tem como base a análise da componente irregular da série por intermédio de duas funções que serão posteriormente explicadas: a função de autocorrelação e a função de autocorrelação parcial. A maneira como o padrão de uma série se apresenta para estas duas funções determinará os possíveis modelos.^{[48]; [50]}

Entretanto a análise da série segundo Box-Jenkins exige que esta seja estacionária. Qualquer série que possua componentes de tendência ou sazonalidade apresentará não estacionariedade, logo tais componentes deverão ser retiradas da série previamente.

O conceito de estacionariedade é bem amplo. A técnica de Box-Jenkins na verdade só exige que o processo gerador seja fracamente estacionário^[38], isto é, que a média e as autocovariâncias do processo sejam independentes do tempo. A autocovariância de i -ésima ordem é definida como a covariância entre os valores x_t e x_{t-i} da série.

Seja o modelo AR(p):

$$x_t = c + \phi_1 \cdot x_{t-1} + \phi_2 \cdot x_{t-2} + \dots + \phi_p \cdot x_{t-p} + e_t \quad \text{Eq. 4.15}$$

Se o processo é fracamente estacionário pode-se escrever o modelo em função de sua média, tomar a esperança em ambos os lados da equação e obter:

$$u = c + \phi_1 \cdot u + \phi_2 \cdot u + \dots + \phi_p \cdot u \quad \text{Eq. 4.16}$$

Logo a média do processo é:
$$u = \frac{c}{1 - \phi_1 - \phi_2 - \dots - \phi_p} \quad \text{Eq. 4.17}$$

4.5.1 Função de autocorrelação

Substituindo-se c da Eq. 4.17 na Eq. 4.15, tem-se:

$$x_t - u = \phi_1 \cdot (x_{t-1} - u) + \dots + \phi_p \cdot (x_{t-p} - u) + e_t \quad \text{Eq. 4.18}$$

Multiplicando-se ambos os lados por $(x_{t-i} - u)$ e tomando-se a esperança, tem-se:

$$\gamma_i = \phi_1 \cdot \gamma_{i-1} + \phi_2 \cdot \gamma_{i-2} + \dots + \phi_p \cdot \gamma_{i-p} \quad \text{Eq. 4.19}$$

Dividindo-se pela variância γ_0 , chega-se à função de autocorrelação:

$$\rho_i = \phi_1 \cdot \rho_{i-1} + \phi_2 \cdot \rho_{i-2} + \dots + \phi_p \cdot \rho_{i-p} \quad \text{Eq. 4.20}$$

O conjunto de todas as funções de autocorrelação para os diversos lags de tempo são chamadas de equações de Yule-Walker.

Para o caso de um AR(1), tem-se:

$$\rho_{i+1} = \phi_1 \cdot \rho_i \quad \text{Eq. 4.21}$$

onde $\rho_0 = 1$

Pode-se demonstrar que a solução desta equação a diferenças é:^[4]

$$\rho_h = \phi_1^h \quad \text{Eq. 4.22}$$

Logo, para módulos de ϕ menores que 1, a função de autocorrelação sofrerá amortecimento exponencial monotônico se o parâmetro for positivo, e amortecimento oscilatório se for negativo. Uma série estacionária irá sempre apresentar uma função de autocorrelação amortecida.

Observa-se que as funções de autocorrelação para um AR(1) com parâmetro igual a 0.8 e menos 0.8 respectivamente.^[36]

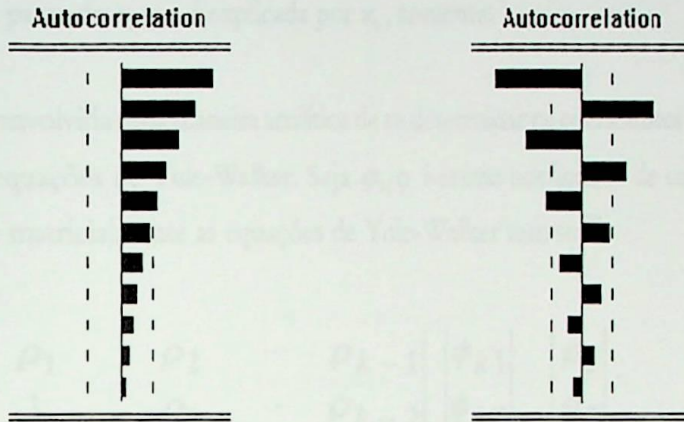


Figura 4.4 – Funções de autocorrelação de um AR(1) com o primeiro coeficiente positivo e negativo respectivamente

Não será demonstrada neste trabalho a perturbação ocasionada pelos vários componentes autoregressivos de ordem p genérica^[4], porém deve ser entendido que toda vez que a função de autocorrelação apresentar comportamento explosivo estará indicando a não estacionariedade da série. Mesmo para funções de autocorrelação amortecidas, porém com baixo grau de amortecimento deve-se inspecionar a possibilidade da série ser não estacionária.^[49]

4.5.2 Função de autocorrelação parcial

Considerando o modelo AR(2):

$$x_t = c + \phi_1 \cdot x_{t-1} + \phi_2 \cdot x_{t-2} + e_t \quad \text{Eq. 4.23}$$

A autocorrelação (AC) para o lag 1 é a correlação entre os valores de x_t e x_{t-1} , porém x_{t-1} também é influenciado por x_{t-2} dado que existe uma correlação de primeira ordem entre estes valores. A autocorrelação parcial (ACP) entre x_t e x_{t-1} é obtida pela determinação da correlação entre estes valores eliminando-se a contribuição dos demais lags.

Para o exemplo acima se poderia determinar a ACP obtendo-se um modelo linear para explicar x_t dado um x_{t-2} os resíduos desta regressão representam a parte de x_t não explicada por x_{t-2} isto

é, que não são influenciadas por x_{t-2} . Faz-se nova regressão agora para explicar x_{t-1} a partir de x_{t-2} . A regressão linear dos resíduos da primeira regressão sendo explicados pelos da segunda representam a parte de x_t que é explicada por x_{t-1} somente.

Será agora desenvolvida uma maneira analítica de se determinar os coeficientes de autocorrelação parcial pelas equações de Yule-Walker. Seja ϕ_{ki} o i -ésimo coeficiente de um modelo AR(k), escrevendo-se matricialmente as equações de Yule-Walker tem-se:^[9]

$$\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 & \cdots & \rho_{k-1} \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 & \cdots & \rho_{k-2} \\ \vdots & & & & \\ \rho_{k-1} & \rho_{k-2} & \rho_{k-3} & \cdots & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \phi_{k1} \\ \phi_{k2} \\ \vdots \\ \phi_{kk} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \rho_1 \\ \rho_2 \\ \vdots \\ \rho_k \end{vmatrix} \quad \text{Eq. 4.24}$$

Resolvendo-se estas equações para $k = 1, 2, 3, \dots$, Obtêm-se as autocorrelações parciais.^[9]

$$\phi_{11} = \rho_1 \quad \text{Eq. 4.25}$$

$$\phi_{22} = \frac{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & \rho_2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 \end{vmatrix}} = \frac{\rho_2 - \rho_1^2}{1 - \rho_1^2} \quad \text{Eq. 4.26}$$

$$\phi_{33} = \frac{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 \\ \rho_2 & \rho_1 & \rho_3 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 \\ \rho_2 & \rho_1 & 1 \end{vmatrix}} \quad \text{Eq. 4.27}$$

Em geral $\phi_{kk} = \frac{|P_k^*|}{|P_k|}$, onde onde P_k^* é a matriz P_k com a última coluna substituída pelo

vetor de autocorrelações amostrais. Pode-se demonstrar que para um AR(p) não existe autocorrelação parcial ϕ_{kk} para k maior que p .^[9]

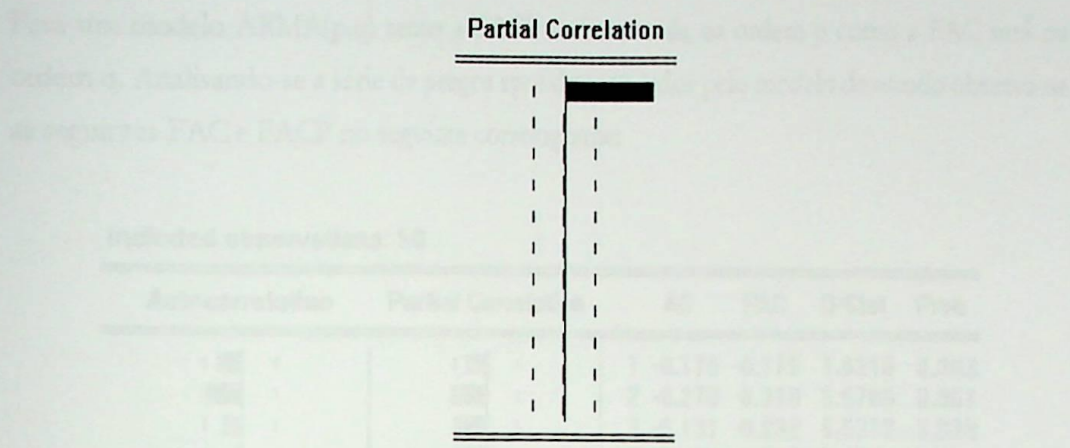


Figura 4.5 – Função de autocorrelação parcial de um AR(1)

Para o modelo MA(q) pode-se mostrar que a função de autocorrelação é truncada na ordem q do processo e a função de autocorrelação parcial é amortecida até o infinito, demonstrando um padrão invertido ao do processo AR. Exemplo de um processo MA(1):

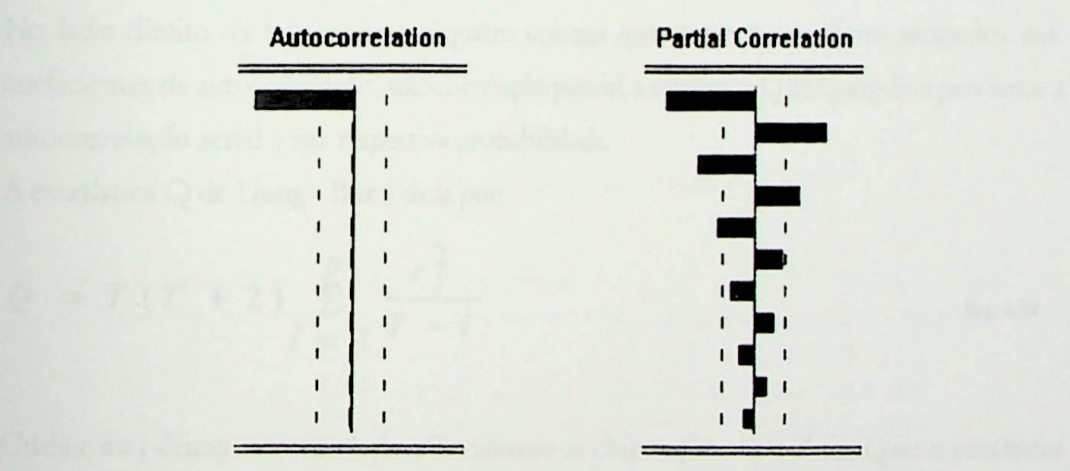


Figura 4.6 – Correlograma de um processo MA(1)

Para um modelo ARMA(p,q) tanto a FACP será truncada na ordem p como a FAC será na ordem q. Analisando-se a série de preços spot determinados pelo modelo de estudo observa-se as seguintes FAC e FACP no seguinte correlograma:

Included observations: 50

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.175	-0.175	1.6216	0.203
		2 -0.270	-0.310	5.5785	0.061
		3 -0.131	-0.282	6.5312	0.088
		4 -0.020	-0.264	6.5548	0.161
		5 0.338	0.163	13.139	0.022
		6 -0.079	-0.046	13.508	0.036
		7 -0.187	-0.101	15.618	0.029
		8 -0.077	-0.131	15.981	0.043
		9 0.092	-0.030	16.523	0.057
		10 0.074	-0.129	16.876	0.077
		11 0.218	0.282	20.040	0.045

Figura 4.7 – Correlograma dos 50 valores gerados pelo modelo de simulação

No lado direito da tabela existem quatro colunas que mostram os valores estimados dos coeficientes de autocorrelação, autocorrelação parcial, a estatística Q de Ljung-Box para testar a autocorrelação serial e sua respectiva probabilidade.

A estatística Q de Ljung - Box é dada por:

$$Q = T(T + 2) \sum_{i=1}^p \frac{r_i^2}{T - i} \quad \text{Eq. 4.28}$$

Onde r_i é a i-ésima autocorrelação e T o número de observações. A estatística Q serve para testar a hipótese de que todas as autocorrelações até a ordem p são zero, sua distribuição é uma chi-quadrado χ^2 com p graus de liberdade para o caso da série pura^[36]. A análise será feita somente para a série em questão, sendo deixado de lado possíveis problemas que outras séries poderiam apresentar. Muitos modelos foram testados, porém serão discutidos aqui somente 3 casos.

4.6 Determinação do modelo gerador de preços spot

O primeiro modelo discutido é:

$$x_t = c + e_t + \theta_1 \cdot e_{t-1} + \theta_2 \cdot e_{t-2} + \theta_5 \cdot e_{t-5} + \theta_6 \cdot e_{t-6} \quad \text{Eq. 4.29}$$

Tabela 4.3 – Ajuste dos coeficientes do primeiro modelo

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	34.48959	0.222596	154.9424	0.0000
MA(1)	-0.342806	0.114984	-2.981347	0.0046
MA(2)	-0.446749	0.103335	-4.323322	0.0001
MA(5)	0.510493	0.107662	4.741638	0.0000
MA(6)	-0.331436	0.122939	-2.695948	0.0098

Pelo valor do p-value (quinta coluna) associado a estatística t pode-se concluir que todos os coeficientes são estatisticamente diferentes de zero ao nível de 5%. Deve-se ter em mente que o modelo é apropriado quando os resíduos do ajuste são normalmente distribuídos e não correlacionados, logo a análise dos resíduos é de fundamental importância.

Tabela 4.4 – Correlograma dos resíduos do primeiro modelo

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.015	0.015	0.0122	
		2	-0.009	-0.009	0.0166	
		3	-0.029	-0.028	0.0621	
		4	-0.003	-0.002	0.0625	
		5	-0.023	-0.023	0.0924	0.761
		6	-0.028	-0.028	0.1376	0.934
		7	-0.137	-0.137	1.2774	0.734
		8	-0.010	-0.009	1.2842	0.864
		9	0.063	0.059	1.5321	0.909
		10	0.047	0.037	1.6737	0.947

A estatística Q para os resíduos rejeita a hipótese de que exista pelo menos uma autocorrelação diferente de zero até o lag 5 em diante para um nível de 5%. Desta maneira os resíduos são considerados não correlacionados. Deve-se, entretanto analisar se estes são originários de uma distribuição normal.

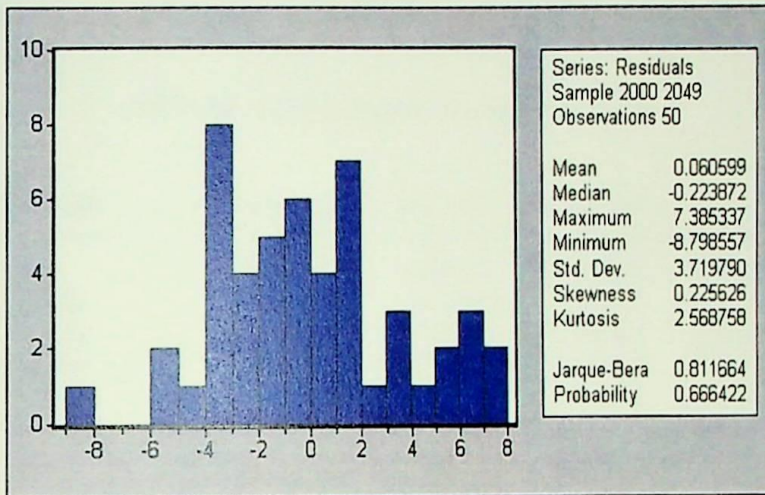


Figura 4.8 - Histograma dos resíduos do primeiro modelo

O p-value (0.666422) associado ao teste de Jarque-Bera não rejeita a hipótese de normalidade ao nível de 5%. Outro teste alternativo para se analisar a normalidade dos resíduos é o gráfico Q-Q, quanto mais dispostos em uma reta maior a tendência de normalidade.

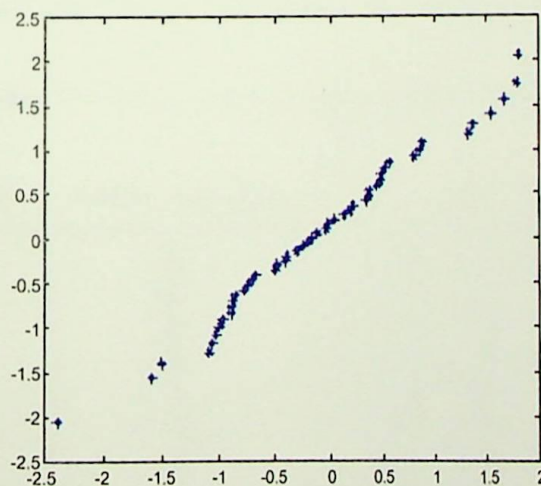


Figura 4.9 - Q-Q plot dos resíduos do primeiro modelo

Como se observa pelas análises anteriores, o modelo se ajusta bem aos dados, porém o coeficiente de explicação é de 43%, o que é relativamente baixo.

O segundo modelo discutido é:

$$x_t = c + \phi_5 \cdot x_{t-5} + \phi_6 \cdot x_{t-6} + e_t + \theta_6 \cdot e_{t-6} + \theta_7 \cdot e_{t-7} \quad \text{Eq. 4.30}$$

Tabela 4.5 - Ajuste dos coeficientes do segundo modelo

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	33.73948	0.960114	35.14110	0.0000
AR(5)	0.399639	0.123478	3.236532	0.0025
AR(6)	0.310551	0.123800	2.508483	0.0164
MA(6)	-0.902970	0.058882	-15.33520	0.0000
MA(7)	0.037820	0.000218	173.4723	0.0000

Mais uma vez se rejeita a hipótese de que cada coeficiente em particular seja nulo. Outra análise que deve ser realizada é a inserção de coeficientes no modelo para averiguar se os valores dos coeficientes que já estavam no modelo sofrem grande variação. Como os métodos de determinação dos coeficientes são não lineares, por vezes a inclusão de algum parâmetro altera de maneira significativa a convergência do processo demonstrando a instabilidade do modelo adotado. Tais verificações foram realizadas comprovando a robustez dos modelos analisados.

Tabela 4.6 - Correlogramas dos resíduos do segundo modelo

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
■	■	1	-0.115	-0.115	0.6198	
■■	■■	2	-0.227	-0.244	3.1088	
■	■	3	-0.040	-0.108	3.1874	
■	■■	4	-0.067	-0.158	3.4145	
■	■	5	0.036	-0.042	3.4809	0.062
■■	■	6	0.103	0.046	4.0418	0.133
■■	■	7	-0.074	-0.069	4.3441	0.227
■■	■	8	-0.067	-0.066	4.5951	0.331
■■	■■	9	0.158	0.131	6.0432	0.302
■■	■■	10	-0.054	-0.036	6.2151	0.400

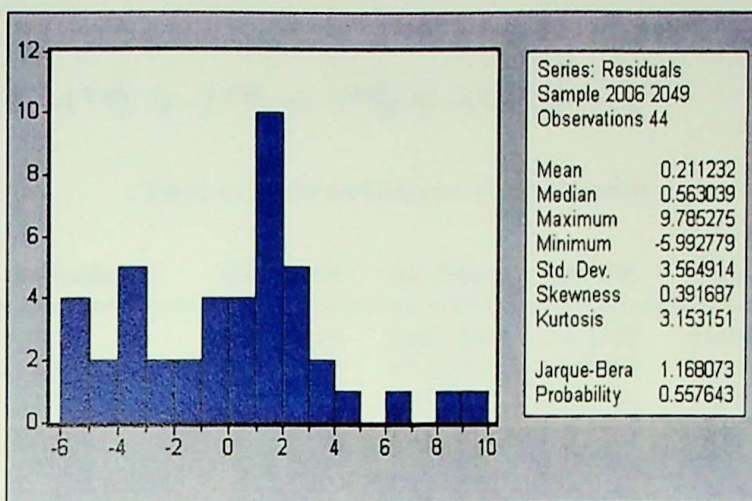


Figura 4.10 - Histograma dos resíduos do segundo modelo

Os resíduos são considerados não correlacionados e advindos de uma distribuição normal ao nível de significância de 5%. O gráfico Q-Q complementa a análise. O coeficiente de explicação é de 47%, um pouco melhor que o do primeiro modelo.

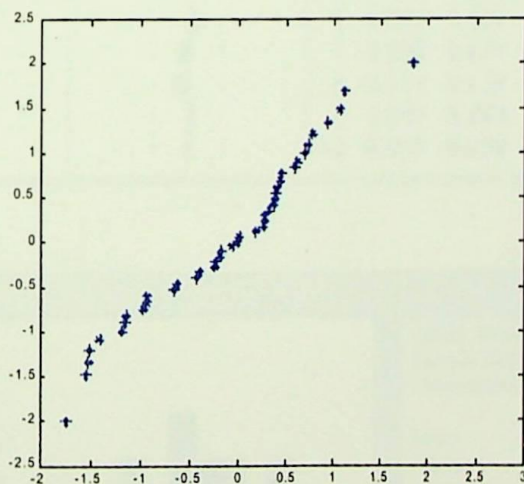


Figura 4.11 - Q-Q plot dos resíduos do segundo modelo

O terceiro e último modelo analisado é:

$$x_t = c + \phi_1 \cdot x_{t-1} + \phi_2 \cdot x_{t-2} + \phi_3 \cdot x_{t-3} + \phi_4 \cdot x_{t-4} + e_t + \theta_6 \cdot e_{t-6} \quad \text{Eq. 4.31}$$

Tabela 4.7 - Ajuste dos coeficientes do terceiro modelo

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	34.35679	0.082118	418.3828	0.0000
AR(1)	-0.373346	0.141077	-2.646404	0.0116
AR(2)	-0.631423	0.137194	-4.602398	0.0000
AR(3)	-0.445436	0.136979	-3.251865	0.0023
AR(4)	-0.483195	0.138956	-3.477329	0.0012
MA(6)	-0.894927	0.038605	-23.18192	0.0000

Tabela 4.8 - Correlograma dos resíduos do terceiro modelo

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.040	-0.040	0.0773	
		2 0.050	0.048	0.2009	
		3 -0.065	-0.062	0.4193	
		4 0.086	0.080	0.8122	
		5 -0.019	-0.007	0.8309	
		6 0.092	0.081	1.2959	0.255
		7 -0.086	-0.071	1.7168	0.424
		8 -0.114	-0.137	2.4753	0.480
		9 0.040	0.053	2.5719	0.632
		10 -0.019	-0.030	2.5952	0.762

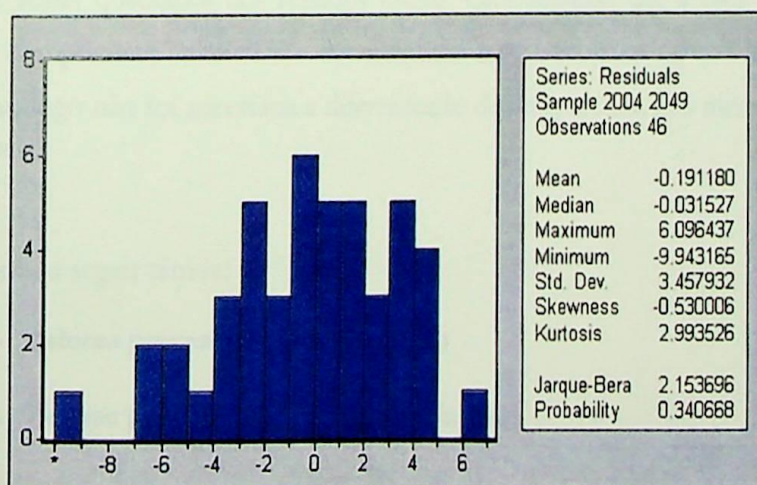


Figura 4.12 - Histograma dos resíduos do terceiro modelo

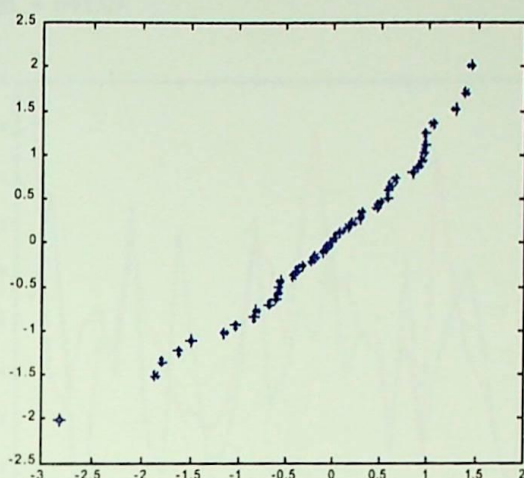


Figura 4.13 - Q-Q plot dos resíduos do terceiro modelo

O coeficiente de explicação para o terceiro modelo é de 48% e como foi mostrado todos estes modelos são possíveis candidatos. O coeficiente de explicação não deve ser uma variável de decisão, obviamente que se quer um modelo que dê a melhor previsão, entretanto a busca por uma melhor explicação pode levar a escolha de um modelo que tenta dizer mais dos dados do que estes informam. Um exemplo disto é tentar ajustar um polinômio a um conjunto de pontos cujo modelo na verdade é linear. Apesar de melhorar o grau de explicação para os valores passados o modelo polinomial não descreve de maneira satisfatória os valores futuros.

Para validar o modelo será feito um teste para os 34 dias restantes, observando-se qual modelo dá a menor soma quadrática dos resíduos (SQR). Cabe ressaltar que a série original não apresentava componente de tendência determinística nem estocástica como observado pelo correlograma, logo não foi necessária a diferenciação da série, técnica não mencionada neste trabalho.^{[3]; [27]}

Para os gráficos a seguir tem-se:

- **Valores provenientes da simulação**
- **Valores provenientes do modelo ajustado**

Primeiro modelo: $SQR = 641,07$

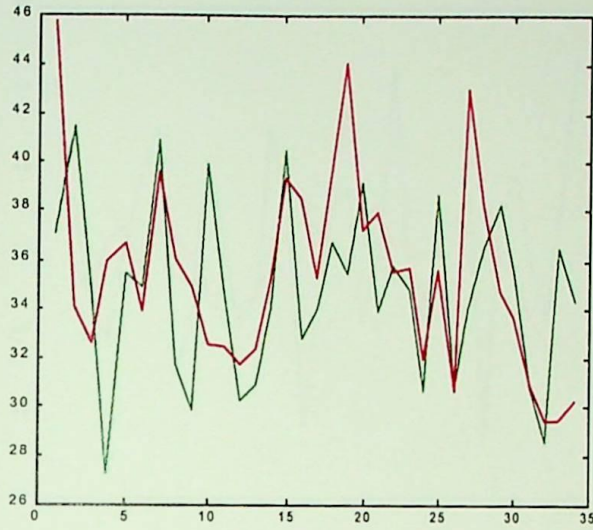


Figura 4.14 - Ajuste do primeiro modelo

Segundo modelo: $SQR = 1082,9$

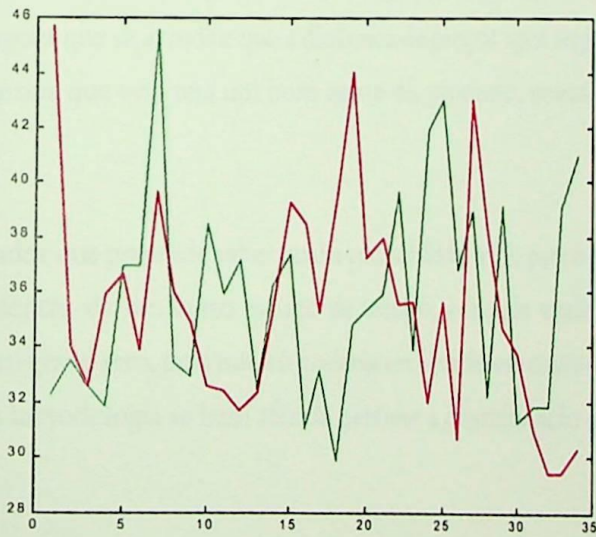


Figura 4.15 - Ajuste do segundo modelo

Terceiro modelo: SQR = 1489,1

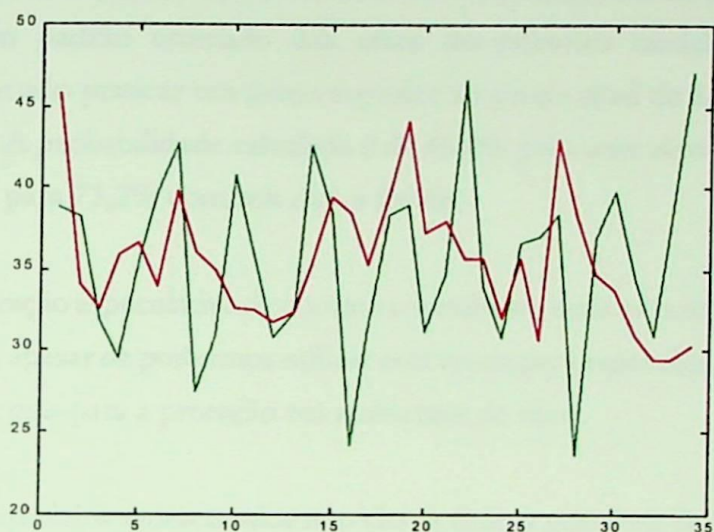


Figura 4.16 - Ajuste do terceiro modelo

4.7 Quantificação do risco

Observa-se que a colocação de componentes autoregressivas no modelo piora o seu grau de previsão. Supondo agora que se acredite que a dinâmica de preços spot segue o primeiro modelo proposto ou pelo menos que este seja um bom ajuste do processo, como tirar vantagem deste fato?

Seja um comercializador que pretende saber qual a probabilidade do preço se situar acima de um determinado valor dentro de um curto espaço de tempo, caso ele analisasse um histograma estaria cometendo um grave erro, pois este só poderia ser levado em conta para grandes períodos de tempo. Logo esta metodologia se bem aferida permite a quantificação do risco em qualquer espaço de tempo.

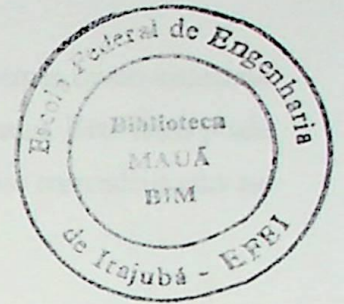
Simulando-se o processo 1000 vezes para erros advindos de uma normal (0 ; 3.719790), onde 3.719790 é o desvio padrão estimado dos erros do primeiro modelo, quer-se saber a probabilidade do mercado praticar um preço superior ao preço atual de \$34.000 o megawatt-hora, 5 dias a frente. A probabilidade calculada é de 46,4% para uma elevação no quinto dia a frente, porém já sobe para 73,2% com seis dias a frente.

Para uma simples operação especulativa de compra e venda esta seria uma informação altamente relevante. Entretanto, apesar de podermos utilizar esta teoria para especular, este trabalho só irá desenvolver metodologias para a proteção em ambientes de risco.

Cabe ressaltar que os modelos apresentados não são os únicos possíveis de ajuste. O programa que determina os preços criados pelo CEPEL modela a hidrologia com uma certa diferença. É levado em conta que cada mês possui uma estrutura fixa e não uma única estrutura existente para todos os meses como foi aqui exemplificado, tal modelo se denomina modelo autoregressivo periódico.^[13]

Capítulo 5

GERÊNCIA DO RISCO



5.1 Introdução

A inserção da competição no setor elétrico trouxe, para os participantes deste setor, novas dimensões de risco. Se por um lado o mercado cria transparência de preços, maximiza as oportunidades de escolha, sinaliza seus pontos de estrangulamento e facilita as transações, por outro traz a volatilidade dos preços como um fator a mais de incerteza.

No presente capítulo será feita uma abordagem introdutória dos tipos de risco inerentes ao setor elétrico no novo ambiente competitivo, entretanto a atenção será voltada para o risco de mercado. Algumas das dimensões do risco que afetam o setor elétrico são: risco de crédito; risco de liquidez; risco operacional; risco legal; risco de déficit e risco de mercado.

O risco de crédito representa a possibilidade de uma perda decorrente do não cumprimento, de uma contraparte, de suas obrigações. Exemplo do caso em que uma empresa não honra um contrato de compra e venda de energia elétrica.

O risco de liquidez representa a incapacidade de pagamento das próprias obrigações por dificuldade de obtenção de recursos. Um agente do mercado deve gerir o percentual de seu montante que pode por em risco para que não incorra em uma falta de liquidez. Uma metodologia bastante divulgada no mercado financeiro para a quantificação do montante em risco é o 'Value-at-Risk'^[21] (VAR), modelo que não será discutido aqui devido ao caráter introdutório do assunto. Cabe, entretanto salientar que o VAR é o benchmark em quantificação de risco de uma determinada posição sustentada por um portfólio em um determinado mercado.

O risco operacional representa a possibilidade de perdas devido a problemas como sistemas inadequados, falhas gerenciais, controles defeituosos, fraude ou erro humano. Este risco pode tanto se apresentar no contexto da transação de energia ocasionando caos no mercado como no sistema físico de fornecimento.

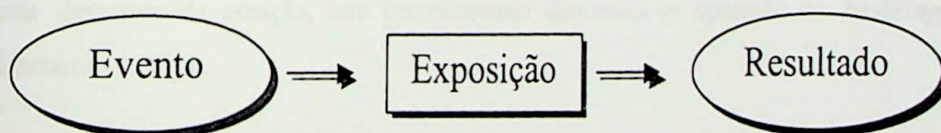
O risco legal representa as perdas associadas à inexequibilidade dos contratos.

O risco de déficit representa a possibilidade de perdas ocasionadas ou por contingências no sistema elétrico ou devido a falta de recursos para a geração de eletricidade.

Finalmente o risco de mercado representa a incerteza associada ao valor de uma posição futura devido a mudanças adversas no comportamento dos preços e taxas cotados pelo mercado, o valor desta posição pode representar um ganho ou uma perda.

5.2 O que é gerência do risco?

Seja o esquema abaixo:



Em geral os eventos acontecem de maneira aleatória e não se tem controle sobre eles, entretanto pode-se controlar o grau de exposição que se deseja estar sujeito a estes eventos tendo como consequência um determinado resultado. Gerir o risco significa determinar o grau de exposição de modo a obter os melhores resultados possíveis^[49]. O risco de uma maneira genérica pode ser definido como o grau de incerteza quanto aos resultados futuros.

Para uma gerência do risco é necessário em primeiro lugar proceder a uma mensuração que se apresenta em três etapas:^[15]

- Quantificar a probabilidade de acontecimento de um determinado evento do qual não se sabe seu possível desfecho;
- Quantificar a significância de seu efeito sobre resultado;
- Definir o grau de exposição a que se pretende estar e controlá-lo por intermédio de instrumentos específicos.

Com o cálculo do VAR as duas primeiras etapas são solucionadas de uma só vez. Determina-se em bases monetárias para uma determinada posição de um portfólio qual a pior perda possível para um determinado período dado um nível de significância.

O presente trabalho não tem por objetivo proceder ao cálculo do VAR para as diversas análises de cenários (situações normais) e stress (situações extremas) o que geralmente é feito quando na avaliação do grau de exposição a que se quer incorrer. A explicação disto baseia-se no fato de que o interesse aqui será o desenvolvimento de técnicas destinadas a maximizar o grau de imunização de uma determinada posição, este procedimento denomina-se operação de *hedging* ou simplesmente *hedge*.

O *hedge* é o caso onde a exposição ao risco é zero, tenta-se com esta operação fazer com que o portfólio fique imune a qualquer oscilação que o mercado possa sofrer. Na verdade como será exemplificado em breve a imunização total quando possível nem sempre é desejada devido ao alto custo que ela acarreta. O objetivo do *hedger* é fazer com que o efeito de uma possível oscilação não seja significativamente prejudicial para o andamento do negócio a que se quer 'hedgear'.

Devido a uma variedade de incertezas que impactam a comercialização da eletricidade, o *hedger* se apresenta como operação fundamental. Caso contrário, geradores de eletricidade poderiam se deparar com baixos preços de venda que não cobririam seus custos operacionais levando-os a uma possível falência. De maneira análoga os consumidores estariam a mercê da oscilação, e a incerteza quanto aos fluxos de caixa de ambos os agentes reduziriam sua performance, de modo a comprometer a boa operação do sistema como um todo.

Para um melhor entendimento serão apresentados outros dois agentes com igual importância no mercado. O primeiro é o arbitrador, este agente procura distorções de preços em mercados diferentes, de modo a obter lucro com risco praticamente inexistente, devido a ele as distorções de preço quando acontecem não permanecem por longo tempo. Os arbitadores geram pressões que ajudam a promover uma melhor eficiência do mercado, tornando os preços mais condizentes com a realidade.

Outro agente é o especulador, muitas vezes considerado erroneamente por leigos como nocivo às práticas de mercado. O especulador é aquele que tenta auferir lucros com a oscilação de preços do bem, em geral no curto prazo, não necessariamente estando interessado neste. O especulador é o tomador de risco, sem ele o *hedger* não teria como se ver livre do risco inerente a sua atividade, é ele quem dá liquidez ao mercado de derivativos, instrumentos destinados para o controle do risco.

O especulador também é responsável pela formação futura dos preços do bem. Como está assumindo o risco de uma posição futura, ele irá buscar o maior número possível de informações sobre o bem que esta negociando, compondo assim suas expectativas futuras sobre o comportamento dos preços. Desta maneira ele promove a transparência de preços e informações, quanto maior o número de especuladores que operam em um determinado mercado, maior será a transparência de preços e liquidez de instrumentos derivativos.

5.3 Instrumentos derivativos

Uma vez definido o grau de exposição, no caso nulo, o passo seguinte é entender os instrumentos capazes de controlá-lo. Estes instrumentos são denominados de derivativos, sua definição formal é: derivativos são contratos bilaterais cujo valor intrínseco deriva de um outro ativo ou variável econômica.^[43]

O termo derivativo é considerado por vários como uma tradução errada do inglês *derivatives* onde o certo seria derivados, entretanto será utilizado o termo que mais é usual no mercado. Existem diversos tipos de derivativos que se prestam a diversas finalidades, a criação de estratégias com derivativos para o controle de determinado risco é por vezes denominada engenharia financeira. Devido à recente estruturação do setor elétrico, o mercado de derivativos para este segmento ainda se encontra em fase incipiente, sendo que no Brasil não existem instrumentos para este fim.

Para este trabalho foi utilizada como referência a New York Mercantile Exchange (NYMEX) onde se negocia dois papéis destinados à gerência do risco no segmento de eletricidade. São eles: futuros e opções sobre futuros^[29].

5.3.1 Futuros

Para se entender um contrato futuro, será definido primeiramente o que é um contrato a termo. Um contrato a termo é um contrato entre duas partes onde uma parte se compromete a entregar um bem no futuro à uma contraparte definidos alguns parâmetros como por exemplo: quantidade, qualidade, data e local a um preço estabelecido no fechamento do contrato, porém que só será pago na data futura de entrega do bem.^[43]

Em geral estes contratos não são realizados por intermédio de uma bolsa, daí o nome mercado de balcão, pois diz respeito a uma negociação somente entre as partes. A vantagem deste tipo de negociação é que esta não apresenta custos de corretagem, entretanto tem como desvantagem a impossibilidade de cancelamento sem o consentimento da contraparte e incorre ainda em risco

legal e de crédito que por vezes só é resolvido pelas partes com onerosas e demoradas brigas judiciais.

Um contrato futuro é um caso específico de contrato a termo, com a diferença que este é negociado em bolsa e possui uma padronização de modo a facilitar sua intercambialidade. Tem como vantagens em relação aos contratos a termo: possibilidade de cancelamento da posição no momento em que se desejar; maior facilidade de transação; não incorre em risco legal uma vez que estes contratos são assegurados pela bolsa; e devido a um sistema chamado de ajuste de margem feito pela bolsa é praticamente inexistente a possibilidade do risco de crédito. A desvantagem é que incorre em custos de corretagem e por vezes o sistema de ajuste de margem pode exigir quantias que comprometam o fluxo de caixa da empresa.

Em geral o mercado de futuros serve apenas como um serviço para a proteção do risco de mercado, entretanto a NYMEX possui um sistema onde se realizam contratos futuros para entrega física da eletricidade, podendo inclusive haver escolha das partes envolvidas no contrato. Será demonstrado agora como se pode usar um contrato futuro para o hedge.^[31]

5.3.1.1 Hedge de venda

Supondo que um gerador de eletricidade tema o risco de uma queda nos preços comprometendo seu fluxo de caixa e queira se imunizar de uma possível oscilação. O gerador abre mão de possíveis ganhos em favor de não sofrer perdas que poderiam comprometer sua atividade. Para melhor entendimento seja o exemplo:

1 de novembro: O produtor decide que quer vender 736 megawatt-hora em fevereiro pelo preço correspondente a cotação no mercado futuro para fevereiro que é de \$16 o megawatt-hora, para não sofrer uma possível perda devido a uma queda de preços. No mercado futuro ele vende então 736 contratos totalizando \$11.776.

27 de janeiro: O produtor decide encerrar sua posição comprando o mesmo número de contratos com mesma data de vencimento dos que havia vendido no início da operação de hedging, desta maneira não precisaria realizar a entrega física da eletricidade.

Cenário 1:

Se o preço da eletricidade cai para \$13 e o preço futuro também ele recebe $736 \times \$13$ pela entrega física totalizando \$9.568 e no mercado futuro recebe $736 \times \$3$ totalizando \$2.208 resultando em uma receita total de \$11.776.

Cenário 2:

Se o preço da eletricidade sobe para \$17 e o preço futuro também ele recebe $736 \times \$17$ pela entrega física totalizando \$12.512 e no mercado futuro perde $736 \times \$1$ resultando em uma receita total de \$11.776.

Pode-se observar que independente do cenário a operação fixa o resultado final com uma receita de \$11.776. Uma importante propriedade dos preços futuros é que estes convergem para os preços a vista (spot) a medida que se aproxima a data de vencimento do contrato, entretanto esta propriedade será analisada com maior detalhe. No exemplo dado acima os preços futuro e spot foram considerados iguais na data de fechamento da posição, porém na prática não ocorre uma aderência tão perfeita, fazendo com que a imunização não seja total.

5.3.1.2 Hedge de compra

Um segundo caso seria a de uma distribuidora de eletricidade que deseja se proteger de uma possível subida de preços. Caso isto ocorresse, seus custos de aquisição poderiam chegar a ultrapassar os custos de venda aos seus consumidores que é fixo, comprometendo a operacionalidade da empresa.

1 de abril: A concessionária compra 736 megawatt-hora para junho no mercado futuro por \$15 o megawatt-hora, preço cotado para junho.

27 de maio: A concessionária decide encerrar sua posição vendendo 736 contratos com vencimento igual ao dos contratos comprados no início da operação pelo preço de mercado destes papéis.

Cenário 1:

Se o preço da eletricidade cai para \$13 e o preço futuro também ele paga $736 \times \$13$ pela entrega física totalizando \$9.568 e no mercado futuro perde $736 \times \$2$ totalizando \$1.472 resultando em um custo total de aquisição de \$11.040.

Cenário 2:

Se o preço da eletricidade sobe para \$19 e o preço futuro também ele paga $736 \times \$19$ pela entrega física totalizando \$13.984 e no mercado futuro recebe $736 \times \$4$ resultando em uma custo total de aquisição de \$11.040.

Mais uma vez o resultado final é assegurado. O exemplo simplificado mostra como funciona a idéia por traz de um hedge com futuros, agora que seu funcionamento foi demonstrado o exemplo será analisado mais detalhadamente.

5.3.1.3 Formação do preço futuro

A convergência dos preços futuro e spot se dá de duas maneiras^[18]. Quando o preço futuro aumenta a medida que se aproxima a data de vencimento tem-se o que se denomina de mercado invertido, quando o preço futuro diminui a medida que se aproxima a data de vencimento tem-se o que se denomina de mercado normal. Em mercados de insumos energéticos os dois padrões são observados de maneira mesclada. Por enquanto deve ser entendido que as duas formas de convergência são possíveis de ocorrer, ao final deste capítulo será demonstrado os fatores que ocasionam os dois tipos de convergência. Será agora analisada a razão da convergência dos preços.

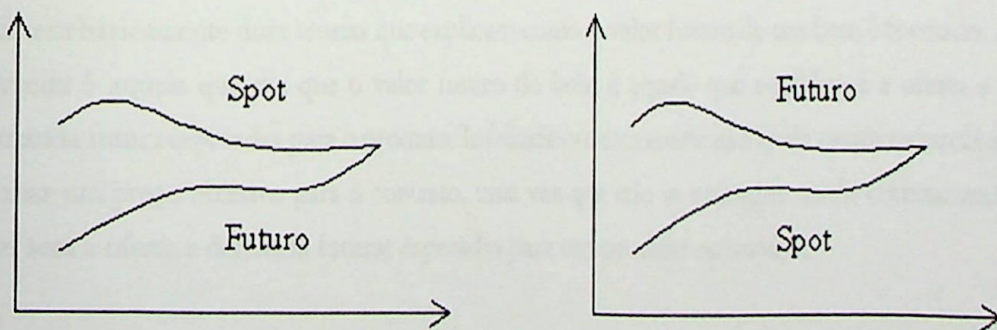


Figura 5.1 - Convergência do preço futuro em direção ao spot

5.3.1.3.1 Valor do contrato a termo

Para se explicar porquê ocorre a convergência dos preços, deve-se primeiro entender como precificar este tipo de derivativo. De início vamos entender como é o formado o preço de um contrato a termo. Para isto será definido o conceito de capitalização contínua.

Devido ao desenvolvimento de várias formulações matemáticas para precificação de contratos envolvendo processos estocásticos contínuos no tempo, tornou-se usual trabalhar com capitalizações contínuas, desta maneira haveria coerência de bases. Considere um montante A investido por n anos a uma taxa de juros de r por ano. Se o investimento é capitalizado uma vez por ano tem-se:

$$A.(1 + r)^n \quad \text{Eq. 5.1}$$

Se a Eq.5.1 é capitalizada m vezes por ano:

$$A.\left(1 + \frac{r}{m}\right)^{m.n} \quad \text{Eq. 5.2}$$

Fazendo m tendendo para o infinito:

$$\lim_{m \rightarrow \infty} A.\left(1 + \frac{r}{m}\right)^{m.n} = A.e^n \quad \text{Eq. 5.3}$$

onde e representa a constante de euler

Existem basicamente duas teorias que explicam como o valor futuro de um bem é formado. A primeira é aquela que diz que o valor futuro do bem é aquele que equilibrará a oferta e a demanda futura esperadas para o produto. Infelizmente esta teoria não ajuda muito na tarefa de formar um preço objetivo para o contrato, uma vez que não se consegue medir corretamente qual será a oferta e demanda futuras esperadas para um produto ou serviço.

Outra teoria é a da arbitragem, segundo a qual não é possível obter lucro por muito tempo se valendo de distorções de preços no mercado. Se existe uma distorção de preços que possa levar a

um lucro com risco praticamente inexistente, o mercado logo a descobrirá e os arbitadores se valerão desse desequilíbrio para auferir lucros, isto cria forças que tendem a corrigir as distorções equilibrando as relações de preço.

A teoria da arbitragem pressupõe um mercado muito eficiente e quase perfeito. Algumas pessoas podem dizer que nem todos os mercados são eficientes e quase perfeitos, entretanto se o mercado em que se está operando não for muito eficiente e quase perfeito, será possível obter lucros sempre, com um nível de risco bem pequeno. Obviamente que isto não se mantém com a presença de arbitadores.

Segundo esta teoria o preço de um contrato a termo pode ser determinado por:

$$F = S \cdot e^{r \cdot (T - t)} \quad \text{Eq. 5.4}$$

onde r é a taxa livre de risco do mercado

Observa-se que o preço futuro é o valor do bem corrigido pela taxa livre de risco. Para demonstrar isto, será suposto inicialmente que:

$$F > S \cdot e^{r \cdot (T - t)} \quad \text{Eq. 5.5}$$

Desta maneira um investidor pode pedir emprestado S por um período de tempo $(T-t)$ a uma taxa r , comprar uma unidade do produto e vender um contrato a termo de uma unidade com vencimento em T .

No vencimento ganha F pela realização da venda de futuros e salda sua dívida com o prestador lucrando:

$$F - S \cdot e^{r \cdot (T - t)} \quad \text{Eq. 5.6}$$

Supondo agora que:

$$F < S \cdot e^{r \cdot (T - t)} \quad \text{Eq. 5.7}$$

O investidor que observa esta relação pode comprar um contrato a termo de uma unidade em t , com vencimento em T , e vender uma unidade do bem investindo na data t o valor da venda a uma taxa livre de risco. No vencimento do contrato este irá lucrar:

$$S \cdot e^{r \cdot (T - t)} - F \quad \text{Eq. 5.8}$$

Desta maneira, observa-se que para que não haver chance de arbitragem deve-se ter a relação:

$$F = S \cdot e^{r \cdot (T - t)} \quad \text{Eq. 5.9}$$

5.3.1.3.2 Valor do contrato futuro

A diferença entre um contrato futuro e um contrato a termo reside em um mecanismo denominado de ajuste de margem. O ajuste de margem é um mecanismo criado pelas bolsas onde se negociam contratos futuros, e tem como finalidade a minimização do risco de crédito.

Digamos que duas partes concordaram na data t em transacionar uma commodity em uma data T com um preço de venda K . À medida que o preço futuro varia em torno de K a parte devedora deve creditar a diferença. No caso de descontentamento da negociação de uma parte devido ao preço ser mais atrativo no mercado spot, esta já terá pagado grande parte do valor do produto para a conta de ajuste, deste modo não será interessante sair do negócio deixando de honrar o contrato.

Os valores depositados são reajustados pela taxa de juros corrente. Se a correlação do valor do contrato futuro com a taxa de juros for positiva o comprador lucrá mais que o vendedor, se a correlação for negativa o vendedor lucra mais que o comprador, no caso de correlação zero não há vantagens financeiras do futuro sobre o contrato a termo excetuando é claro as anteriormente comentadas. Para tempos de vencimento pequenos pode-se considerar contratos a termo e

contratos futuros iguais, entretanto a precificação de futuros pela metodologia exposta acima para tempos de vencimento grandes apresenta erros grosseiros.

A literatura apresenta vários casos em que testes estatísticos foram realizados comprovando que os preços futuros e a termo apresentavam diferenças cada vez maiores a medida que o tempo de vencimento aumentava. Para o caso de derivativos associados a commodities energéticas, **Pilipovic**^[35] comenta que o coeficiente de correlação destas commodities com as taxas de juros é considerado nulo para efeitos práticos não havendo rejeição da hipótese de igualdade dos preços futuros e spot.

Desta maneira seria possível quantificar os preços futuros da maneira apresentada se não fosse por um pequeno detalhe, devemos distinguir as commodities utilizadas para investimento como ouro das utilizadas para consumo como é o caso da eletricidade. O procedimento descrito anteriormente serve para precificar futuros de commodities de investimento, porém só pode ser utilizada para determinar um limite superior para as de consumo. Seja o exemplo de uma commodity de consumo e supondo primeiramente:

$$F > S \cdot e^{r \cdot (T - t)} \quad \text{Eq. 5.10}$$

O investidor pode proceder a estratégia já comentada:

- Pedir um empréstimo para comprar uma unidade do bem na data t
- Vender o contrato futuro de uma unidade do bem para vencimento em T

Esta estratégia não apresenta nenhum problema e pode ser realizada tranquilamente, entretanto arbitradores irão observar as oportunidades de lucro e vão adotar a mesma estratégia fazendo com que o preço do contrato futuro caia. Desta maneira não se observa esta relação por um período longo de tempo.

Supondo agora:

$$F < S \cdot e^{r \cdot (T - t)} \quad \text{Eq. 5.11}$$

A estratégia adotada é:

- Vender uma unidade do bem e investir o ganho a uma taxa livre de risco;
- Comprar um contrato futuro de uma unidade do bem.

Na existência de possíveis déficits o mercado não irá desejar comprar um contrato futuro já que ele não pode ser consumido, preferindo então ter o bem para consumo. Desta maneira nada impede que a relação seja quebrada. Assim a Eq.5.11 é a única relação que se pode garantir para uma commodity de consumo.

Uma maneira de se contornar este problema é criando o que se chama de taxa de conveniência representada por c . A taxa de conveniência representa em termos matemáticos o valor que iguala ambos os lados da equação. Na prática representa o quanto o mercado estima ser a indisponibilidade da commodity. Quanto maior a estimativa de indisponibilidade de eletricidade maior será a sua taxa de conveniência.¹⁸

$$F = S \cdot e^{(r - c) \cdot (T - t)} \quad \text{Eq. 5.12}$$

Assim pode-se finalizar a explicação do porquê de os preços futuros convergirem para o preço spot. Como se observa à medida que t se aproxima de T , F se aproxima de S . Devido a peculiaridades de consumo da eletricidade a equação que relaciona os preços spot e futuros pode-se ser escrita da maneira abaixo:

$$F = S_1 \cdot e^{(r_1 - c_1) \cdot (T - t_1)} + S_2 \cdot e^{(r_2 - c_2) \cdot (T - t_2)} + \dots + S_T \cdot e^{(r_T - c_T) \cdot (T - T)} \quad \text{Eq. 5.13}$$

Desta maneira não se pode garantir que vá existir arbitragem para uma determinada distorção de preços, somente é possível quantificar a probabilidade de ocorrer arbitragem. Isto gera bandas de preços aceitáveis para os contratos futuros de eletricidade.

Um conceito importante quando se negocia futuros é o conceito de risco de base. A base pode ser definida como:^[2] $base = spot - futuro$

Eq. 5.14

Seja a figura abaixo:

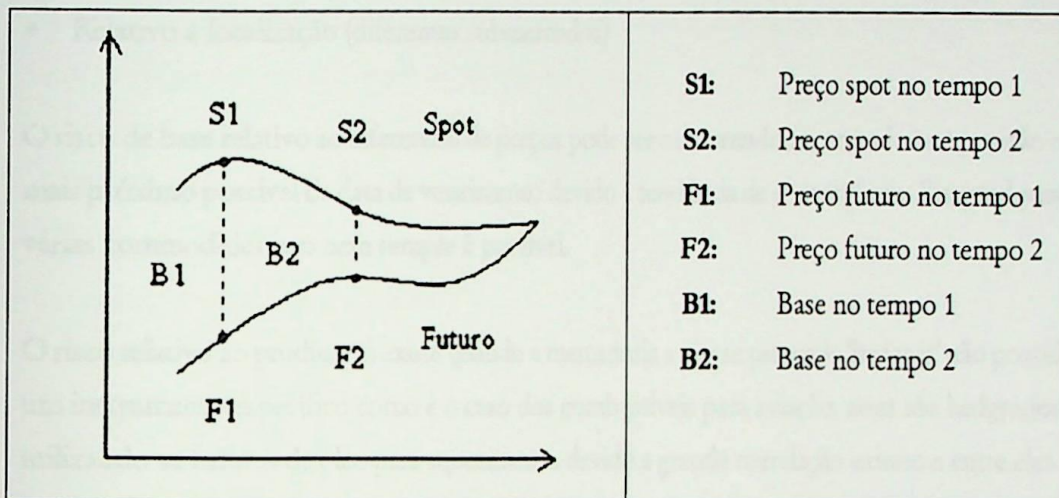


Figura 5.2 - Variação da base no tempo

Considere a operação de hedge de compra: compra-se um futuro em t_1 , em t_2 o hedger encerra a posição vendendo contratos de mesmo volume e vencimento. O resultado da operação é $F1 - F2$ e o preço efetivo que é obtido para a mercadoria é:

$$S2 + F1 - F2 \rightarrow F1 + B2$$

Eq. 5.15

Para o hedge de venda: vende-se um futuro em t_1 , em t_2 o hedger encerra a posição. O resultado da operação é o mesmo da Eq.5.14. Nas duas operações o resultado é o mesmo, $F1$ é conhecido, mas $B2$ não. $B2$ depende da diferença entre o preço spot e o futuro na data t_2 , o que claramente não é conhecido.

Para bens de investimento como moedas, ações e ouro, o risco de base tende a ser pequeno devido as bem definidas relações entre o preço futuro e o spot suportadas pela condição de não arbitragem. No mercado de commodities desequilíbrios entre a oferta e a demanda podem levar a grande variações da base ocasionando um risco elevado.

Basicamente se observa os seguintes tipos de risco de base:^[30]

- Relativo ao diferencial existente entre os preços futuro e spot (mesmo submercado)
- Relativo ao produto
- Relativo a localização (diferentes submercados)

O risco de base relativo ao diferencial de preços pode ser contornado encerrando-se a posição o mais próximo possível da data de vencimento devido a tendência de convergência. Em geral para várias commodities isto nem sempre é possível.

O risco relativo ao produto só existe quando a mercadoria a que se pretende 'hedgear' não possui um instrumento específico como é o caso dos combustíveis para aviação, estes são hedgeados utilizando-se futuros de óleo para aquecimento devido a grande correlação existente entre eles.

O risco relativo a localização é um tipo de risco vivenciado pelo mercado de eletricidade norte-americano. Pois os preços praticados na NYMEX possuem uma diferença dos preços praticados localmente onde se quer o hedge.

Seja π o valor da posição tomada pelo hedger. Sua variação pode ser escrita como:

$$\Delta\pi = S_2 - S_1 \cdot e^{(r-c) \cdot (t_2 - t_1)} \quad \text{Eq. 5.16}$$

O risco de base relativo ao diferencial de preços apresenta incertezas devido a taxa de juros livre de risco r , ao preço spot no fechamento do contrato S_1 e no vencimento S_2 e também devido a taxa de conveniência c . O hedge ideal é aquele que anula completamente o risco de base. Apesar de na prática isto não se verificar por completo será sugerida uma maneira de minimizar o risco.

5.3.2 Hedge de mínima variância

Hull^[18] propõe um método simples para minimizar o risco de base. A idéia é denominada de hedge de mínima variância. Até o presente momento foi tomada uma razão de hedge de 1 o que nem sempre, como será visto, é a melhor opção. Seja uma razão de hedge h , podemos escrever a variação da posição de um hedge de compra como sendo.

$$\Delta \pi = \Delta S - h \cdot \Delta F \quad \text{Eq. 5.17}$$

A variância da posição é dada por:

$$\sigma_{\pi}^2 = \sigma_S^2 + h^2 \cdot \sigma_F^2 - 2 \cdot h \cdot \rho \cdot \sigma_S \cdot \sigma_F \quad \text{Eq. 5.18}$$

Quer-se minimizar a variância da posição logo se determina a primeira derivada com relação a h e iguala-se a zero obtendo-se.

$$\frac{\partial \sigma_{\pi}^2}{\partial h} = 2 \cdot h \cdot \sigma_F^2 - 2 \cdot \rho \cdot \sigma_S \cdot \sigma_F = 0 \quad \text{Eq. 5.19}$$

Temos então que a razão de mínima variância h é expressa por:

$$h = \rho \cdot \frac{\sigma_S}{\sigma_F} \quad \text{Eq. 5.20}$$

Conclui-se que a razão de hedge de mínima variância só é 1 quando o coeficiente de correlação é 1 e os desvios padrões são iguais, isto é, quando o preço futuro espelha o spot. Algumas vezes por falta de liquidez não se encontra o volume necessário de papéis com vencimento desejado para o hedge, logo se pode proceder analogamente determinando duas ou mais razões de hedge que minimizam a variância por métodos numéricos.

Exemplo 5.1

Seja o exemplo de uma geradora térmica que deseja se hedgear de uma possível subida de preços do óleo combustível e precisa comprar 1 milhão de toneladas de produto, os contratos são de 42.000 toneladas. Quantos contratos ela deve comprar?

Supondo uma razão de hedge de 0.6, a geradora deveria contratar:

$$0.6 \times \frac{1.000.000}{42.000} = 14.28$$

Logo deveria comprar 14 contratos futuros do produto e não 24 como seria feito levando-se em conta uma razão de hedge de 1.

Outro tipo de estratégia é a rolagem do hedge. Em determinadas operações de hedge de longa duração pode não existir liquidez de papéis com data de vencimento longas, devido a isto deve-se utilizar papéis com curto vencimento e ir rolando o hedge como é mostrado na seguinte estratégia de hedge de compra:

Tempo 1: compra do primeiro bloco de contratos futuros

Tempo 2: encerramento da posição relativa ao primeiro bloco
compra do segundo bloco de contratos futuros

Tempo 3: encerramento da posição relativa ao segundo bloco
compra do terceiro bloco de contratos futuros

⋮

Tempo n-1: encerramento da posição relativa ao bloco n-2
compra do n-ésimo bloco de contratos futuros

Tempo T: encerramento da posição relativa ao n-ésimo bloco

Nesta estratégia existem n riscos de base, se o contrato não possuir alta correlação com a commodity negociada este procedimento terá grande risco.

Esta lição mostra que para operações de hedge de longa duração um estudo de como evoluem os preços futuros é de vital importância, pois os ajustes podem criar um risco de crédito que será mais alavancado quanto maior for a duração da operação.

Os itens discutidos no presente trabalho não têm a pretensão de esgotar o vasto assunto sobre futuros, entretanto devido ao caráter introdutório será finalizada a discussão sobre este derivativo para que se possa analisar um outro derivativo negociado na NYMEX e de grande importância para o controle do risco de mercado da eletricidade, as opções sobre futuros.

5.3.3 Opções sobre Futuros

Uma opção sobre futuro é um contrato em que você paga um valor denominado de prêmio para ter o direito, não o dever, de poder comprar ou vender um futuro na data de vencimento da opção a um determinado preço negociado no presente denominado de preço de exercício.¹⁴² Logo uma opção sobre futuros é caracterizada por um prêmio e um preço de exercício, o objeto da negociação é o direito de poder adquirir o futuro pela sua cotação futura.

5.3.3.1 Hedge com opções

O titular de uma opção de compra sobre futuros de 10.000 barris de petróleo com vencimento em setembro e preço de exercício (K) de 70c. Supondo que o preço subiu para 80c, a opção é exercida e o detentor recebe $(F-K) \times 10.000 = \$1.000$ mais uma posição comprada em futuro de 10.000 com vencimento em setembro. Se necessário a posição no mercado futuro pode ser encerrada sem custo, o que proporcionaria um retorno de \$1.000 ao detentor.

Para o caso de venda o procedimento é análogo. Sendo a opção exercida, o detentor recebe $(K-F) \times 10.000 = \$1.000$ e mais uma posição vendida de 10.000 para setembro.

A vantagem do uso de opções em relação ao uso de futuros reside no fato da possibilidade de proteção contra uma oscilação em determinado sentido sem contudo deixar de ganhar caso ela ocorra em sentido contrário.^[31]

5.3.3.1.1 Cap

Seja a seguinte operação de hedge: Em 23 de setembro um comprador de eletricidade fica preocupado com uma grande possibilidade de elevação do preço para janeiro devido a um progressivo aumento da temperatura. Ele considera a compra de futuros para se proteger desta oscilação, entretanto acredita que existam certos fatores que possam levar a uma queda nos preços, e não gostaria de adquirir a eletricidade acima dos preços praticados pelo mercado caso isto venha a acontecer.

O comprador de eletricidade quer limitar a oscilação superiormente deixando-a livre inferiormente, criando um teto. Decide então adquirir uma opção de compra sobre futuros com preço de exercício de \$17 por 19c (prêmio).

Cenário 1:

Em janeiro o preço da eletricidade sobe para \$19 no mercado spot. O comprador paga \$19 pela energia, mas recebe ($\$19 - \$17 = \$2$) mais uma posição comprada em futuros que pode se imediatamente encerrada, resultando em um ganho de \$2. O resultado final é $\$2 - \$19 = \$17$ mais o prêmio pago pela opção.

Cenário 2:

Em janeiro o preço da eletricidade cai para \$12 no mercado spot. O comprador adquire a energia e a opção perde seu valor não sendo exercida. Logo o resultado final é \$12 mais o prêmio pago pela opção.

Como se pode observar, a estratégia acima apresenta uma perda maior em relação ao hedge com futuros devido ao pagamento do prêmio entretanto dá a chance de se auferir lucros com uma possível queda dos preços. Todos os exemplos analisados até agora supõe a convergência total dos preços futuros para o spot o que pode não acontecer em um cenário de déficit.

5.3.3.1.2 Floor

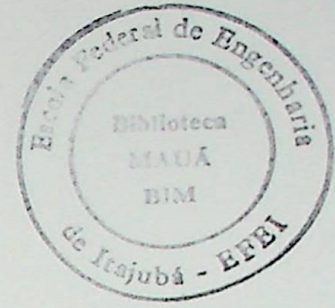
Seja o caso de um gerador que teme uma queda nos preços e queira se proteger sem contudo perder os benefícios de uma possível alta. O gerador adquire uma posição vendida em opções sobre futuros com preço de exercício de \$12 por 20c.

Cenário 1:

O preço sobe para \$18. O gerador vende no mercado spot e não exerce a opção totalizando uma receita de \$18 menos o preço pago pela opção.

Cenário 2:

O preço cai para \$10. O gerador exerce a opção e ganha ($\$12 - \10) e uma posição vendida em futuros que é imediatamente cancelada. Obtendo um lucro de \$2 totalizando uma receita de \$10 do mercado spot mais \$2 do mercado futuro menos o prêmio pago pela opção.



5.3.3.1.3 Collar

Supondo que o prêmio pela opção seja considerado alto para uma operação de hedge e que se queira neutralizar este custo. Pode-se utilizar de uma estratégia chamada 'collar' onde se vende uma opção sobre futuros pelo mesmo preço que se compra uma opção sobre futuros, ambas com vencimentos coincidentes .

- Comprar uma opção de futuros com $K = \$17$ e prêmio de 19c.
- Vender uma opção de futuros com $K = \$12$ e prêmio de 19c.

A perda com o pagamento do prêmio é neutralizada com o ganho do mesmo. Sejam agora os possíveis cenários.

Cenário 1:

Subida de preços para \$19: a opção de venda perde valor e a estratégia se comporta como o exemplo 1, fixando o limite de \$17.

Cenário 2:

Queda de preços para \$10: a opção de compra perde o valor e a estratégia se comporta como o exemplo 2, fixando o limite de \$12.

Qualquer perda ou lucro fora do collar (\$12 até \$17) é neutralizado, desta maneira pode-se inclusive escolher, segundo os papéis existentes, o grau de exposição a que se quer estar, isto é, a faixa do collar.

Qualquer estratégia de hedge com derivativos se baseia em criar um mecanismo de ganho contrário, porém de mesma intensidade ao do mercado spot. Como demonstrado, em geral, a posição no mercado de derivativos é cancelada assim que o período no qual se quer o hedge acaba. No mercado de futuros, desconsiderando períodos com risco de déficit, sabe-se que o preço futuro converge para o spot, desta maneira no cancelamento da posição qualquer variação

ΔS no preço spot corresponde a uma mesma variação no preço futuro, ou pelo menos muito próxima devido à taxa de conveniência.

5.3.3.2 Avaliação do prêmio de uma opção

Quando existem papéis que permitem a realização do hedge dentro do período desejado tem-se operações do tipo 'hedge-and-forget', pois uma vez que foram realizadas só precisam ser canceladas. No caso de falta destes papéis é necessário rolar o hedge. No mercado de opções existe uma complicação porque o prêmio da opção não varia linearmente com a variação do preço spot, isto faz com que as posições precisem ser reajustadas continuamente durante a vida do hedge, o que nos obrigaria a um estudo mais aprofundado das propriedades das opções.

Um problema associado ao uso de opções é o quanto pagar pela opção (prêmio). Como saber se o prêmio é justo? Se este não for o caso sempre haverá possibilidade de se auferir ganhos praticamente sem risco com a utilização de estratégias com opções.

Toda a teoria de precificação de opções se baseia no pressuposto de que a dinâmica do preço spot segue um processo markoviano^[38], isto é, o próximo estado no qual se estabelecerá só depende de seu último estado. Na linguagem de finanças é dito que toda a informação necessária para prever o próximo valor do preço spot reside no preço spot atual. Mais precisamente os modelos desenvolvidos e de largo uso nos mercados para precificação de opções pressupõe que o preço spot segue um processo de Wiener^{[18]; [42]}, que é um caso particular de um processo de Markov.

Uma vez que o preço futuro é proporcional ao spot infere-se que este também siga um processo de Wiener. Estes modelos podem ser bastante justificáveis para o mercado acionário e até para algumas commodities, entretanto será que podem modelar a dinâmica do preço spot de maneira satisfatória no mercado de energia que irá se organizar no Brasil ?

O preço spot será função basicamente da hidrologia e da demanda no mercado brasileiro, estas duas variáveis apresentam um padrão bastante característico, de modo que no agregado as leis da

estatística nos fazem crer que os preços spot possam talvez possuir uma correlação serial para vários defasamentos.

Seja o problema de se quantificar o valor de uma opção, i.e. seu prêmio, será criado primeiramente uma situação hipotética onde a commodity só poderá assumir dois valores futuros ao fim de um intervalo de tempo T . Se este fosse o problema, qual seria o valor justo a ser pago por uma opção de compra desta commodity uma vez que são conhecidos os valores finais, o inicial e o intervalo de tempo até o vencimento do contrato?

Exemplo 5.2

Seja um portfólio constituído de uma posição comprada em β MWh e uma opção sobre futuros com preço de exercício de \$50. Supondo a priori que o preço do MWh estivesse cotado a \$40 e só houvesse a possibilidade abaixo de evolução dos preços. Qual seria o prêmio que deveria ser cobrado pela opção?^{[9]; [18]}

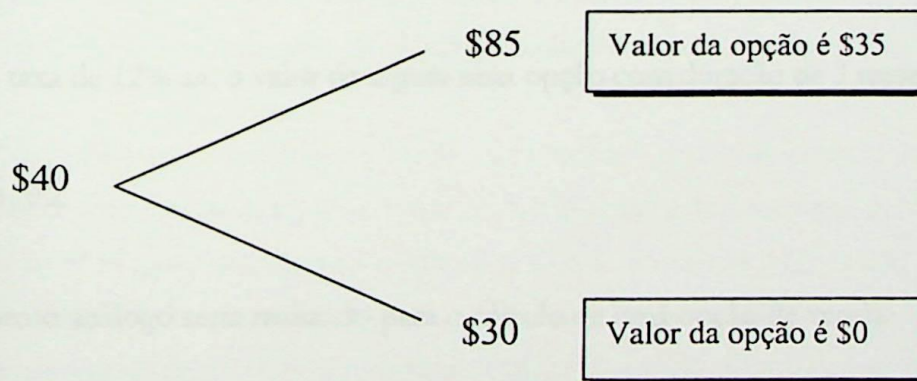


Figura 5.3 - Árvore fictícia para dois cenários

O valor do portfólio no caso de:

- Ascensão seria: $\pi = \$85 \times \beta - \35 Eq. 5.21
- Queda seria: $\pi = \$30 \times \beta$ Eq. 5.22

Levando-se em conta que a taxa de conveniência é conhecida, o valor de β deveria ser aquele que torna os dois cenários igualmente vantajosos. Caso não fosse assim apareceriam chances de arbitragem, o que em um mercado eficiente não duraria muito tempo.

$$\$85 \times \beta - \$35 = \$30 \times \beta$$

Eq. 5.23

$$\beta = 0,6363\dots$$

O valor do portfólio então seria de \$19,09 na data de vencimento e no presente momento seria então ($\$40 \times \beta = 25,45\dots$) menos o prêmio c pago pela opção. Um investimento livre de risco só pode ser corrigido pela taxa de juros livre de risco. Caso não fosse, mais uma vez este investimento traria vários outros investidores atrás de bons negócios fazendo com que o preço de mercado se elevasse equilibrando mais uma vez as distorções. Dado isto se pode inferir que:

$$25,45 - c = 19,09 e^{-r(T-t)}$$

Eq. 5.24

Para uma taxa de 12% aa, o valor de c para uma opção com duração de 3 meses seria:

$$c = \$6,92$$

Procedimento análogo seria realizado para o cálculo de uma opção de venda.

Uma vez que o procedimento de determinação do prêmio foi explicado para dois cenários, pode-se agora desenvolver uma abordagem mais realista. Sabe-se que o número de cenários acima do preço de exercício e abaixo não se resume a dois no total.

Supondo-se então que os intervalos de tempo da árvore tendem para intervalos infinitesimais de tempo, seria razoável assumir que neste intervalo só possa haver duas possibilidades. Desta maneira se resolve um problema parecido com uma árvore onde os intervalos de tempo que distanciam os nós são infinitesimais. Trazendo para o valor presente todos os possíveis valores da commodity no futuro. A determinação analítica desta solução é demasiadamente complicada e está fora do escopo deste trabalho. Tal demonstração analítica tem como base que o preço spot segue um processo Markoviano, que como já foi comentado pode não ser verdade.

Existem várias abordagens para se precificar opções sobre futuros, entre elas estão: modelo de Black, modelo binomial e simulação de Monte Carlo. A última se constitui na maneira mais flexível dado que os outros modelos adotam várias considerações que para o caso de processos com autocorrelação serial não são válidos. Com a simulação de Monte Carlo pode-se avaliar o prêmio de uma opção com base em qualquer processo estocástico que se queira.

A taxa de conveniência estimada para várias commodities geralmente é bastante significativa justamente pelo fato de que em períodos de déficit o comprador necessita de uma vantagem muito grande para interromper seu consumo, o que em geral não existe. Se houver a possibilidade de sua estimação, existirá uma relação bem definida entre os preços spot e futuro, podendo-se constatar que o preço futuro seguirá um processo similar ao do preço spot acrescido de uma tendência devido a esta taxa de conveniência. Há indicações então, que este deverá apresentar correlação serial para vários lags.

Por outro lado, caso a taxa de conveniência se apresente bastante errática de modo a se comportar como um processo markoviano, devido a sua significância no preço futuro, este também terá um comportamento markoviano.

Supondo que houvesse realmente um padrão para a taxa de conveniência, fica a pergunta de até que ponto o mercado seria capaz de desvendá-lo. Será que as opiniões iriam convergir de modo que a formação do preço futuro levasse em conta esta informação?

Talvez a formação do preço futuro se baseie somente em expectativas bastante subjetivas por parte do mercado, deste modo o preço futuro com certeza apresentaria um processo markoviano e só poderíamos determinar um limite máximo para o prêmio.

A maioria dos modelos, que estudam a dinâmica dos preços cujo comportamento parece ser imprevisível e dependente somente do último valor, utiliza o processo conhecido como processo de Wiener ou movimento geométrico browniano. Será feita uma explanação sobre seu surgimento para a compreensão de sua utilização.

5.3.3.2.1 Dinâmica do preço futuro

Em 1827, o botânico inglês Robert Brown percebeu que um grão de pólen flutuando num recipiente cheio de água era sujeito a um movimento contínuo que parecia não seguir nenhum caminho lógico^[42]. Verificou que qualquer grão de poeira suficientemente pequeno, flutuando em um recipiente com água, apresentava o mesmo tipo de movimento errático. Notou também que quando colocava objetos maiores o movimento parecia diminuir de intensidade.

Este fenômeno aparentemente inexplicável atraiu a atenção dos físicos James Clerk Maxwell e Ludwig Boltzmann que, em 1860, encontraram a explicação para o fato. Flutuando em um líquido, o objeto recebe grande número de impactos de moléculas do líquido, que serão tanto mais fortes quanto for a temperatura do líquido. Ora, um objeto grande como um pedaço de madeira recebe estatisticamente, por exemplo, um quatrilhão de impactos de um lado e um quatrilhão e cinquenta mil do outro, o que em números desta magnitude não faz a menor diferença e o objeto não se move.

Quando o objeto é menor de maneira que receba, por exemplo, 100 impactos de um lado, existe a possibilidade de que possa haver estatisticamente 120 impactos do outro, fazendo uma diferença de 20%, assim pequenos objetos realizam trajetórias aleatórias. Maxwell e Boltzmann deram tratamento matemático rigoroso a teoria atraindo uma grande variedade de estudiosos das mais diversas áreas tentando achar uma explicação para fenômenos até então estavam sem explicação com no caso de sistemas onde ocorre a intervenção do ser humano.

Sem um aprofundamento mais formal, pode-se definir um processo de Wiener como sendo um processo de Markov onde a variação da variável de estudo x apresenta a seguinte relação com intervalos de tempos disjuntos:^{[18]; [53]}

$$\Delta x = \varepsilon \cdot \sqrt{\Delta t} \quad \text{Eq. 5.25}$$

ou na forma diferencial

$$dx = \varepsilon \sqrt{dt} \quad \text{Eq. 5.26}$$

onde $\varepsilon \sim N(0;1)$

Observa-se que:

$$\bullet \quad E(dx) = \sqrt{dt} \cdot E(\varepsilon) = 0 \quad \text{Eq. 5.27}$$

$$\bullet \quad \text{Var}(dx) = dt \cdot \text{Var}(\varepsilon) = dt \quad \text{Eq. 5.28}$$

Na figura abaixo um exemplo de realização de um processo de Wiener:

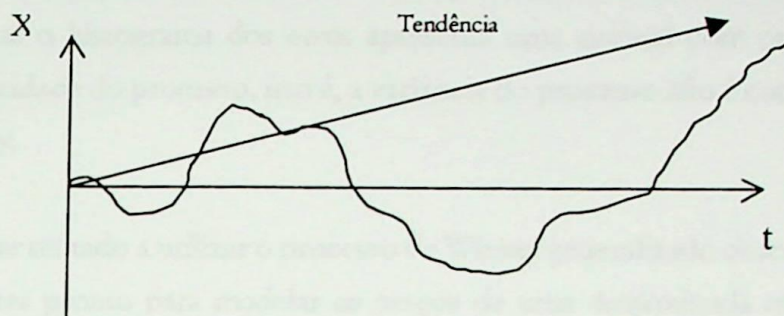


Figura 5.4 - Processo de Wiener

Generalizando o processo para uma média e variância quaisquer:

$$d x^* = a \cdot dt + b \cdot dx \quad \text{Eq. 5.29}$$

Desta maneira tem-se:

$$\bullet \quad E(d x^*) = a \cdot dt \quad \text{Eq. 5.30}$$

$$\bullet \quad \text{Var}(d x^*) = b^2 \cdot \text{Var}(dx) = b^2 dt \quad \text{Eq. 5.31}$$

Na figura abaixo se visualiza uma ocorrência do processo de Wiener generalizado:

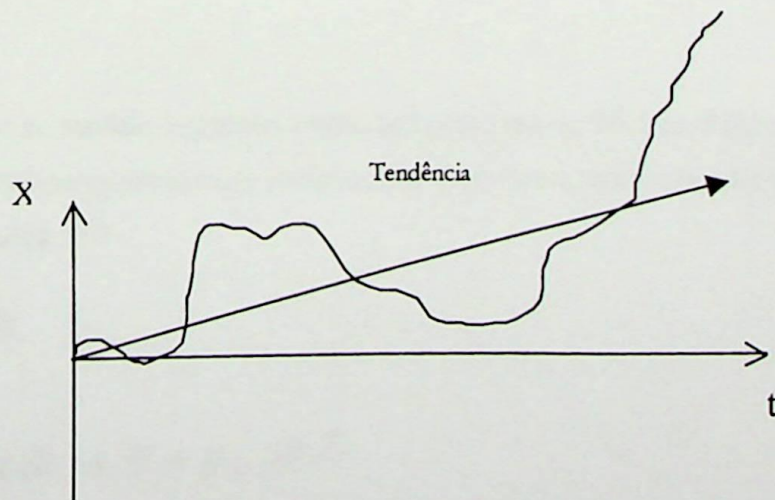


Figura 5.5 - Processo de Wiener generalizado

A média do processo pode ser estimada por mínimos quadrados ordinários utilizando-se o estimador de Gauss-Markov e a variância do processo é a variância dos erros. Na prática observa-se que o histograma dos erros apresenta uma normal com cauda pesada devido a heterocedasticidade do processo, isto é, a variância do processo não é constante durante a vida da commodity.

Poderia-se ficar tentado a utilizar o processo de Wiener generalizado descrito, porém este ainda não se encontra pronto para modelar os preços de uma determinada commodity. Um fator chave não levado em conta neste modelo é o fato de que a taxa de retorno deve ser independente do valor da commodity. Seja a taxa de retorno no período definida como a variação do valor da commodity no período dividida pelo seu valor atual.

Se a commodity esta cotada a \$2 e sofre uma variação de \$2, tem-se:

$$\frac{\Delta S}{S_0} = 1,0 \quad \text{Eq. 5.32}$$

Se a commodity esta cotada a \$10 e sofre uma variação de \$2,tem-se:

$$\frac{\Delta S}{S_0} = 0,2 \quad \text{Eq. 5.33}$$

Para evitar isto se modela o retorno como um processo de Wiener. Para verificar sua adequação será suposto que se opera em um ambiente livre de risco, desta maneira a volatilidade é zero e a equação se reduz a:^[18]

$$\frac{dF}{F_0} = \mu \cdot dt \quad \text{Eq. 5.34}$$

$$\int \frac{dF}{F_0} = \int_0^T \mu \cdot dt \rightarrow F = F_0 \cdot e^{\mu \cdot T} \quad \text{Eq. 5.35}$$

Observa-se que se verifica a equação desenvolvida para precificar um futuro, onde a constante μ representa a taxa livre de risco menos a taxa de conveniência. De maneira análoga pode-se analisar a variância, pois a incerteza associada a uma commodity será a mesma estando ela a \$2 ou a \$10. Conclui-se que o processo possui a seguinte relação:

$$\frac{dF}{F} = \mu \cdot dt + \sigma \cdot dx \quad \text{Eq. 5.36}$$

onde dx é um processo de Wiener.

É interessante notar que em nenhum momento foi utilizada a informação de qual era a probabilidade de aumento e queda dos preços. Generalizando-se a metodologia de precificação tem-se:

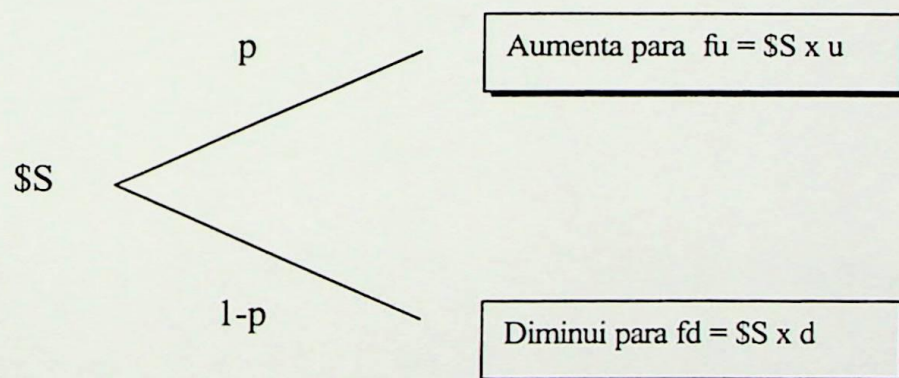


Figura 5.6 - Modelo binomial

Considerando que os dois portfólios devem valer a mesma coisa, deve-se ter a seguinte relação:

$$S \cdot u \cdot \Delta - f_u = S \cdot d \cdot \Delta - f_d$$

$$\Delta = \frac{f_u - f_d}{S \cdot u - S \cdot d} \quad \text{Eq. 5.37}$$

O custo de se iniciar o portfólio é:

$$S \cdot \Delta - f \tag{Eq. 5.38}$$

e segue que:

$$S \cdot \Delta - f = (S \cdot u \cdot \Delta - fu) \cdot e^{-r \cdot T} \tag{Eq. 5.39}$$

onde r é a taxa de retorno livre de risco.

Substituindo-se delta na equação acima se chega a:^{[42]; [46]}

$$f = e^{-rT} [p \cdot fu + (1 - p) \cdot fd] \tag{Eq. 5.40}$$

onde
$$p = \frac{e^{rT} - d}{u - d} \tag{Eq. 5.41}$$

Para o exemplo anteriormente considerado a probabilidade p é 0,6523 resultando em um portfólio de valor 0,633 no instante inicial.

Dado este exemplo pode-se notar que o valor da opção é dado por:

$$S_0 = E(S_T \cdot e^{-rT}) \tag{Eq. 5.42}$$

Desta maneira tem-se toda a informação para se proceder a simulação dos caminhos e determinação do preço da opção.

5.3.3.2.2 Dinâmica do preço futuro e spot por simulação

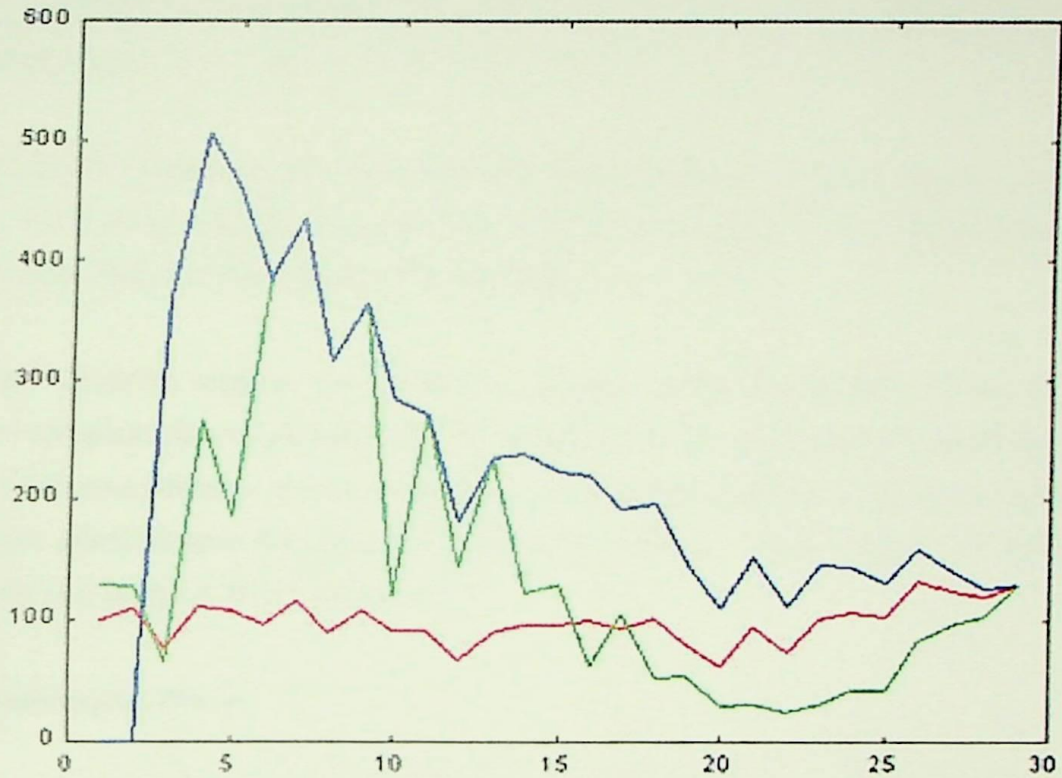


Figura 5.7 - Simulação de uma realização da dinâmica dos preços futuro e spot

Na figura acima se tem uma realização por simulação dos preços spot (linha vermelha) e futuro com a taxa de conveniência seguindo um processo de Wiener. A linha em azul representa o comportamento do preço futuro caso a taxa de conveniência fosse nula e a linha em verde o comportamento caso este estivesse sujeito às variações da taxa de conveniência.

Como se observa, à medida que a taxa de conveniência se eleva devido uma retração do mercado ocasionada por temor de déficit, a convergência pode ser alterada para mercado invertido. O estudo das séries de tempo e dos processos estocásticos se mostra então de vital importância para quantificação do risco de ocorrência de valores que podem interferir com a operação financeira realizada.

Como ilustração vale a pena analisar o exemplo da Metallgesellschaft, uma empresa do ramo de petróleo que realizou um contrato de fornecimento a preço fixo com seus fornecedores, com prazo de validade de dez anos. Para isto se utilizou o mercado de futuros para hedgear seus custos de aquisição.

Os preços futuros começaram a cair apresentando uma estrutura invertida, os ajustes de margem que a empresa realizou começaram a prejudicar o seu fluxo de caixa, e a alta administração não entendia o procedimento que estava sendo realizado.

Os analistas tentaram explicar que os ajustes a longo prazo que seriam realizados pela contraparte compensariam os prejuízos de curto prazo, uma vez que devido a normalização do equilíbrio da oferta e demanda esta estrutura deveria retornar para um mercado normal no longo prazo. A alta administração foi contrária a iniciativa e houve o encerramento da posição, ocasionando uma perda de \$1.33 bilhões.^{[15]; [18]}

5.4 Considerações Finais

Uma vez que o mercado de eletricidade brasileiro é composto por quatro submercados, seria de bom tamanho se ter um mercado de contratos para cada submercado, deste modo haveria instrumentos para a gerência do risco nestes submercados. O problema que aparece desta estrutura é a falta de liquidez, pois quanto mais mercados de contrato houver, mais será a dissolução dos agentes.

Desta maneira o risco de não se achar um papel em um determinado mercado, para a realização de uma estratégia, é maior. Devido a isto a criação de um único mercado de contratos parece ser a mais razoável. Entretanto, submercados cujo preço spot possuem maior correlação com o preço dos contratos futuros negociados serão melhor beneficiadas devido a um controle maior do risco de mercado do que as que possuem uma menor correlação, aumentando o risco de base destes submercados.

Capítulo 6

CONCLUSÃO

6.1 Aspectos Gerais

Este trabalho discorreu sobre os problemas inerentes ao mercado de eletricidade que se estabelece e tentou inserir algumas técnicas de quantificação do risco e gerência do mesmo. A inexistência de um mercado de preços spot operando se constitui em uma limitação, já que muitas hipóteses de comportamento do mercado só podem ser aferidas de maneira empírica.

É certo que devido a um parque gerador prioritariamente hidroelétrico, existe uma necessidade de planejamento energético, entretanto o que deve ser questionado é se este planejamento trazido para as bases de curto prazo é benéfico ou pode trazer limitações ao mercado impedido que este responda de maneira adequada.

Ao longo deste trabalho não se questionou como a confiabilidade do sistema pode ser afetada pela operação financeira, pela experiência de países que já operam o mercado de eletricidade parece que a confiabilidade do sistema físico não é afetada. Entretanto fica a dúvida de como é afetado o aspecto financeiro devido à confiabilidade física do sistema, sendo sugerido como tema de pesquisa.

Como já comentado, estratégias especulativas devem ser bem vistas e nunca se deve confundir especulação com manipulação, onde a última se constitui em um ato nocivo às práticas de mercado. Estratégias especulativas se constituem em ferramentas que pode e devem ser utilizadas no ambiente competitivo, entretanto uma das máximas usadas para este tipo de operação é que nunca se arrisca aquilo que não se esta preparado para perder.

6.2 Temas para futuros desenvolvimentos

O assunto é vasto e ainda inexplorado no campo da eletricidade, trazendo oportunidades de investigações futuras. Algumas sugestões são:

- O estudo da adequação dos modelos autoregressivos para explicar o comportamento do preço spot de eletricidade.
- O estudo da adequação do processo de Wiener para explicar o comportamento do preço spot de eletricidade.
- O estudo da adequação dos modelos autoregressivos para explicar o comportamento da taxa de conveniência relativa ao déficit.
- Estudos de eficiência do mercado de eletricidade.
- Análise do preço que deve servir de referência para o mercado spot.
- Eficiência do modelo desenvolvido pelo CEPEL no que tange a discretização.
- Impacto, da confiabilidade física do sistema, no mercado.
- Estudo de técnicas voltadas para o desenvolvimento de estratégias especulativas no mercado de eletricidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **A Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército Editora, 1978. 244p.
2. ALMEIDA, A. R. C. de. Estatística IV – Teoria. São Paulo, BM&F, 1998. 60p./ Apostila do curso de pós-graduação em derivativos da Bolsa de Mercadorias e Futuros de São Paulo. Xerocopiado/
3. ANDERSON, O. D. **Time Series Analysis and Forecasting**. London: Butterworths, 1976. 182p.
4. AUBIN, E. C. Q. Estatística III – Teoria. São Paulo, BM&F, 1998. 51p./ Apostila do curso de pós-graduação em derivativos da Bolsa de Mercadorias e Futuros de São Paulo. Xerocopiado/
5. BARKOVICH, B. R.; HAWK, D. V. Charting a New Course in California [on line]. Disponível na Internet via <http://www.spectrum.ieee.org/spectrum/jul96/features/cali1.html> [julho 1996].
6. CENTOLELLA, P. A. The organization of competitive wholesale power markets and spot price pools [on line]. Disponível na internet via <http://www.ncsl.org/programs/esnr/pool.htm> [october 1996].
7. COMMODITY FUTURES TRADING COMISSION. Economic Purposes of commodity futures trading [on line]. Disponível na internet via <HTTP://MYPAGE.CHANNELI.NET/.../FUTURES/20TRADING/.20PURPOSE.HT>
8. COOPERS & LYBRAND E CONSÓRCIO ASSOCIADO 'Sumário executivo do relatório de propostas para a reestruturação do setor elétrico' [junho de 1997].
9. DAMODARAN, A. Avaliação de Investimentos: Ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. Tradução por Carlos Henrique Trieschmann e Ronaldo de Almeida Rego. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 1997. 630p. Tradução de: Investment valuation tools and techniques for determining the value of any asset.
10. DAY, J. T. Aplication of Linear Programming to Electric Power Generation Planning. **IEEE Tutorial Course: Application of Optimization Methods in Power System Engineering**. New York, p.39 – 43, Oct. 1975.
11. EISENACH, J. A. Surprise: Even in Electricity, the Market Works [on line]. Disponível na Internet via <http://pff.org/surprise.html>
12. Electricity Futures: A Basis in Fact [on line]. Disponível na Internet via <http://www.fimatusa.com/kinder/electric.htm>.

13. ELVIRA, M.; BEZERRA C. V. Stochastic streamflow model for hydroelectric systems. Rio de Janeiro, VPMAPS, Vancouver, Canadá, 1997.
14. FERREIRA, C. **Análise de Sistemas de Potência**. Itajubá, EFEI, 1994. p.3-230 – 3-233. / Apostila do curso de Análise de Sistemas de Potência da Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Xerocopiado/
15. FRALETTI, P. B.; CHAIA, A. J. Risk Management. São Paulo, BM&F, 1998. 104p./ Apostila do curso de pós-graduação em derivativos da Bolsa de Mercadorias e Futuros de São Paulo. Xerocopiado/
16. GASSMANN, H. Multistage Stochastic Linear Programming [on line]. Disponível na Internet via <http://ttg.sba.dal.ca/sba/profs/hgassmann/mslip.html> [maio 1990].
17. HOEL, P.G. **Introduction to Mathematical Statistics**. 4 ed. New York: John Wiley & Sons, Inc, 1971. cap.7.
18. HULL, J. C. **Options Futures and Other Derivatives**. 3 ed. New Jersey: Prentice-Hall, 1997. 572p.
19. HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. Competition and Choice in Electricity. John Wiley & Sons Ltd. 1996.
20. HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. Unlocking the Grid [on line]. Disponível na Internet via <http://www.spectrum.ieee.org/spectrum/jul96/features/what1.html> [julho 1996].
21. JORION, P. Value at Risk: The New Benchmark for Controlling Market Risk. Chicago: Irwin, 1997. p.242 – 243.
22. KUTTNER, R. **Tudo à Venda: As Virtudes e os Limites do Mercado**. Tradução por Claudio Weber Abramo. São Paulo: Companhia das Letras, 1998. p.288 – 355. Tradução de: Everything for Sale.
23. LIMA, J. W. M. **Economia do Setor Eletro-energético**. Itajubá, EFEI, 1994. p.41 – 44. / Apostila do curso de economia do setor eletro-energético da Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Xerocopiado/
24. Linguagem Matlab Aplicada à Precificação de Opções e Monte Carlo Estruturado. São Paulo, BM&F, 1998. 92p./ Apostila do curso de pós-graduação em derivativos da Bolsa de Mercadorias e Futuros de São Paulo. Xerocopiado/
25. MEDEIROS, R. A. de. **O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro, 1993. 217p. Tese (Mestrado) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
26. MIELCZARSKI, W. **Quality of Electricity Supply in Competitive Markets**. São Paulo, USP, 1998. / Apostila do workshop realizado durante o III Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica. Xerocopiado/

27. MORETTIN, P. A.; TOLOI, C. M. de C. **Modelos para Previsão de Séries Temporais**. v.1. Rio de Janeiro: Instituto de Matemática Pura e Aplicada, 1981. 356p.
28. NOBLE, B.; DANIEL, J. W. **Applied Linear Algebra**. 3 ed. New Jersey: Prentice Hall, 1988. p.137 - 138.
29. NYMEX. An Introduction to Electricity [on line]. Disponível na Internet via <http://www.nymex.com/contract/electric/intro.html>
30. NYMEX. Basis: A Risk Management Tool [on line]. Disponível na Internet via <http://www.nymex.com/contract/electric/basis.html>
31. NYMEX. Hedging Strategies [on line]. Disponível na Internet via <http://www.nymex.com/contract/electric/head.html>
32. OLIVEIRA, A. de. **Reforma do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro, IE, UFRJ, 1997.
33. PATEL, V. A. **Numerical Analysis**. Florida: Harcourt Brace College Publishers, 1994. p.207 - 209.
34. PEREIRA, M. V. **Aplicação da Teoria Microeconômica na Análise de Sistemas de Potência**. Salvador, 1998. / Curso ministrado durante o VI Simpósio de Especialistas em Operação e Planejamento da Expansão dos Sistemas de Potência. Xerocopiado/
35. PILIPOVIC, D. **Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives**. New York: McGraw-Hill, 1997. 248p.
36. QUANTITATIVE MICRO SOFTWARE 'Manual de utilização do software Econometric Views'
37. RARDIN, R. L. **Optimization in Operations Research**. New Jersey: Prentice Hall, 1998. cap.7.
38. ROSS, S. **Stochastic Processes** 2 ed. New York: John Wiley & Sons, Inc, 1996. 510p.
39. ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração Financeira**. Tradução por Antônio Zorato Sanvicente. São Paulo: Atlas, 1995. 700p. Tradução de Corporate Finance.
40. RUDNICK, H. Pioneering Electricity Reform in South America [on line]. Disponível na Internet via <http://www.spectrum.ieee.org/spectrum/aug96/features/rest1.html> [agosto 1996].
41. RUFF, L. E. **Competitive Electricity Markets: Why they are working and how to improve them**. n/e/r/a. [maio 1999].

42. SILVA NETO, L. de A. **Opções: Do tradicional ao exótico**. 2 ed. São Paulo: Atlas, 1996. 291p.
43. SILVA NETO, L. de A. **Derivativos: Definições, emprego e risco**. 2 ed. São Paulo: Atlas, 1998. 282p.
44. STOCHASTIC PROGRAMMING [on line]. Disponível na Internet via
45. <http://www.mcs.anl.gov/otc/Guide/OptWeb/continuous/constrained/stochastic/index.html> [março 1996]
46. TABORS, R. D. Lessons from the UK and Norway [on line]. Disponível na Internet via <http://www.spectrum.ieee.org/spectrum/aug96/features/brit1.html> [agosto 1996].
47. TEIXEIRA, N. Avaliação dos Contratos de Opções. São Paulo, BM&F, 1998. 15p./ Apostila do curso de pós-graduação em derivativos da Bolsa de Mercadorias e Futuros de São Paulo. Xerocopiado/
48. TIME DOMAIN METHODS OVERVIEW [on line]. Disponível na Internet via <http://math.umbc.edu/~nagaraj/math/tsmet/timemet1.html>.
49. TIME DOMAIN TOOLS OVERVIEW [on line]. Disponível na Internet via <http://math.umbc.edu/~nagaraj/math/tstools/timetool.html>.
50. TIME SERIES ANALYSIS [on line]. Disponível na Internet via <http://www.cs.kuleuven.ac.be/~kurd/STATS/stimser.html>.
51. TIME SERIES TUTOR [on line]. Disponível na Internet via <http://www.math.umbc.edu/~nagaraj/math/a1.html>.
52. VARIAN, H. R. Computational Economics and Finance: modeling and analysis with Mathematica. California: Telos, 1996. 468p.
53. VARIAN, H. R. Economics and Financial Modeling with Mathematica. California: Telos, 1993. 458p.
54. WILMOTT, P.; HOWINSON, S.; DE WYNNE, J. **The Mathematics of Financial Derivatives**. 3d. Cambridge: Cambridge University Press, 1997. 317p.